

EDN: TURKEY

УДК 621.311

## Prognostic Assessment of the Electric Networks Functional State (Using the Example of the PJSC Rosseti Volga – Samara Distribution Networks Branch

Igor V. Naumov\*

*Irkutsk National Research Technical University  
Irkutsk State Agrarian University named after A. A. Yezhevsky  
Irkutsk, Russian Federation*

Received 01.10.2023, received in revised form 13.01.2024, accepted 24.01.2024

**Abstract.** The analysis of the electric energy transport through the electric networks of the PJSC Rosseti Volga – Samara Distribution Networks branch for the period 2018–2022 was carried out. The structure of the company is considered, the characteristics of the studied electric networks main elements are given, the balance of electric energy transmission in and out of the company’s networks is estimated. Based on the use of statistical forecasting methods, autoregression equations are obtained and preventive values of electricity losses for 2023 for electric networks of various voltage classes are established. Based on the information published in the open press on the accidents in the company’s electrical networks level, an assessment was made of the number of emergencies that occurred during the study period, as well as the amount of under-discharge of the electric energy caused by these interruptions. The influence of the seasonal component on the number of emergencies during the study period is considered. Based on the data for 2022, the analysis of the main causes of damage to the elements of electrical networks and the classification of failures were carried out, their main characteristics for this period were considered. The possibility of using various forecasting methods to assess the preventive values of emergency shutdowns has been evaluated. It is established that the most appropriate method of preventive assessment of emergency shutdowns is the use of a probabilistic method based on the use of a three-parameter power-law gamma distribution. The research uses general scientific methods, numerical methods of analysis, methods of forecasting theory. MATLAB graphics editor technologies were used to visualize the obtained analysis results. The results obtained may be of interest to the heads of power grid companies, as well as researchers and engineers engaged in research in the field of reliability of power supply.

**Keywords:** failure, power supply interruption time, under-supply value, equipment damage, preventive assessment

---

© Siberian Federal University. All rights reserved

This work is licensed under a Creative Commons Attribution-Non Commercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0).

\* Corresponding author E-mail address: professorsnaumov@list.ru

**Acknowledgments.** The author expresses gratitude to the associate professor of Irkutsk Agrarian University named after A. A. Yezhevsky, Ph. D. Associate professor. Polkovskoy M. N. for the consultations received on issues of interest, as well as gratitude to the management of the SRS company for the data provided.

---

Citation: Naumov I. V. Prognostic assessment of the electric networks functional state (using the example of the PJSC Rosseti Volga – Samara Distribution Networks branch. J. Sib. Fed. Univ. Eng. & Technol., 2024, 17(1), 92–106. EDN: TURKEY

---



## Прогностическая оценка функционального состояния электрических сетей (на примере филиала ПАО «Россети Волги» – «Самарские распределительные сети»)

**И. В. Наумов**

*Иркутский национальный исследовательский  
технический университет*

*Иркутский государственный аграрный университет  
имени А. А. Ежовского  
Российская Федерация, Иркутск*

---

**Аннотация.** Произведен анализ транспорта электрической энергии по электрическим сетям филиала ПАО «Россети Волги» – «Самарские распределительные сети» за период 2018–2022 гг. Рассмотрена структура компании, дана характеристика основных элементов исследуемых электрических сетей, произведена оценка баланса по передаче электрической энергии в сети и из сетей компании. На основе использования статистических методов прогнозирования получены уравнения авторегрессии и установлены превентивные значения потерь электроэнергии на 2023 г. по электрическим сетям различных классов напряжений. На основе опубликованной в открытой печати информации по уровню аварийности в электрических сетях компании произведена оценка количества аварийных ситуаций, возникших за исследуемый период, а также величины недоотпуска электрической энергии, обусловленного этими перерывами. Рассмотрено влияние сезонной составляющей на количество аварийных ситуаций за исследуемый период. На основе данных за 2022 г. произведены анализ основных причин повреждаемости элементов электрических сетей и классификация отказов, рассмотрены их основные характеристики за этот период. Дана оценка возможности применения различных методов прогнозирования для анализа превентивных значений аварийных отключений. Установлено, что наиболее целесообразным методом превентивной оценки аварийных отключений является использование вероятностного метода на основе использования трёхпараметрического степенного гамма-распределения. При выполнении исследования использованы общенаучные методы, численные методы анализа, методы теории прогнозирования. Для визуализации полученных результатов анализа использовались технологии графического редактора MATLAB. Полученные результаты могут представлять интерес для руководителей электросетевых компаний, а также научных работников и инженеров, занимающихся исследованиями в области надежности электроснабжения.

**Ключевые слова:** отказ, время перерыва электроснабжения, величина недоотпуска, повреждаемость оборудования, превентивная оценка.

**Благодарности.** Автор выражает признательность доценту Иркутского аграрного университета имени А. А. Ежевского, к.т.н. доц. М. Н. Полковской за полученные консультации по интересующим вопросам, а также благодарность руководству компании СРС за предоставленные данные.

Цитирование: Наумов И. В. Прогностическая оценка функционального состояния электрических сетей (на примере филиала ПАО «Россети Волги» – «Самарские распределительные сети») / И. В. Наумов // Журн. Сиб. федер. ун-та. Техника и технологии, 2024, 17(1). С. 92–106. EDN: TURKEY

## Введение

Как известно, отличительной особенностью российских электрических транспортных систем является повышенная протяженность систем электропередачи при различных территориально-климатических особенностях местностей, по которым осуществляется транспорт электрической энергии (ЭЭ). Эта особенность требует систематического контроля со стороны электроснабжающих организаций, разработки и осуществления противоаварийных мероприятий. При этом необходимо отметить очень высокий уровень износа электросетевого оборудования, который в отдельных подразделениях и филиалах электросетевых компаний может превышать 70 %, а общий средний износ основного оборудования (линии электропередачи – ЛЭП и подстанции – ПС) по ПАО Россети на 01.01.2020 г. составил 53,1 %, по ПАО «ФСК ЕС» – 52,2 % [9]. И одним из вариантов повышения уровня надежности электроснабжения является разработка мероприятий, снижающих или предупреждающих возникновение аварийных ситуаций, что невозможно без создания прогнозных моделей возникновения отказов в электрических сетях.

В связи со сказанным оценка уровня функционирования электросетевых объектов России на определенную перспективу представляется весьма важной и актуальной задачей исследований электроэнергетических систем ПАО Россети. Этим вопросам посвящено достаточное количество публикаций различных авторов [1–10]. Как известно из теории надежности, полное время эксплуатации любого электросетевого объекта складывается из трёх основных периодов: периода приработки, технической эксплуатации и времени наработки объекта до наступления его предельного состояния<sup>1</sup>. При этом первому этапу соответствует гиперболическое, второму практически линейное и третьему – параболическое изменения интенсивности отказов (аварийных отключений) во времени. И на любом из этих трёх этапов возможно использовать различные наработанные ресурсы превентивной оценки наступления того или иного события [11–15].

**Целью статьи** является анализ возможностей использования различных ресурсов и инструментов прогнозирования на примере повреждений и их последствий в электрических сетях одного из филиалов ПАО «Россети Волги» – «Самарских распределительных сетях» (СРС) за период 2018–2022 гг. К **задачам**, подлежащим рассмотрению для достижения указанной цели, следует отнести: характеристику СРС и потерь в этих сетях; анализ уровня аварийности и причин возникновения отказов и их последствий; анализ возможностей применения инструментариев прогнозирования для превентивной оценки возможностей аварийности в СРС.

<sup>1</sup> Предельное состояние объекта характеризуется либо невозможностью его дальнейшей эксплуатации, либо когда такая эксплуатация нецелесообразна.

## Характеристика электрических сетей СРС

История электрических сетей (ЭС) СРС началась в 1932 г., когда приказом по Главэнерго СССР был вначале создан Самарский «Энергокомбинат», а затем, в ноябре 1941 – Куйбышевское районное энергетическое управление «Куйбышевэнерго», преобразованный позднее в «Самарские электрические сети» [16].

В настоящий момент в составе четырех производственных объединений СРС находится 15 районных электрических сетей (РЭС), на балансе которых находятся: 67 высоковольтных подстанций установленной мощностью 2565,7 МВА, в том числе 44 подстанции 110 кВ (установленная мощность – 2399,8 МВА), 23 подстанции 35 кВ (установленная мощность – 165,9 МВА). Кроме того, на балансе СРС находится 1562 потребительские трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, мощностью 263,16 МВА. ЛЭП представлены: 2453 км воздушных ЛЭП напряжением 110, 35 кВ; 228,4 км кабельных ЛЭП напряжением 0,4; 6; 10; 35; 110 кВ; 3830,7 км воздушных ЛЭП 6–10 кВ и 3287,3 км воздушных ЛЭП 0,4 кВ [17].

На основании анализа балансовой характеристики электропередачи по ЭС ПАО «Россети Волги», включающего в себя 7 филиалов (Саратовские распределительные сети – РС, Самарские РС, Ульяновские РС, Оренбургэнерго, Пензаэнерго, Мордовэнерго, Чувашэнерго) [18], получено изменение уровня фактических потерь, оплачиваемых покупателями при расчете за электрическую энергию (рис. 1).

На графиках рис. 1 цифрами отмечено изменение потерь соответственно в ЭС: 1 – Саратовских РС, 2 – Самарских РС, 3 – Ульяновских РС, 4 – Оренбургэнерго, 5 – Пензаэнерго, 6 – Мордовэнерго и 7 – Чувашэнерго. Анализ рис. 1 позволил установить процентную зависимость потерь в ЭС СРС всех напряжений по исследуемым годам от суммарных потерь во всех

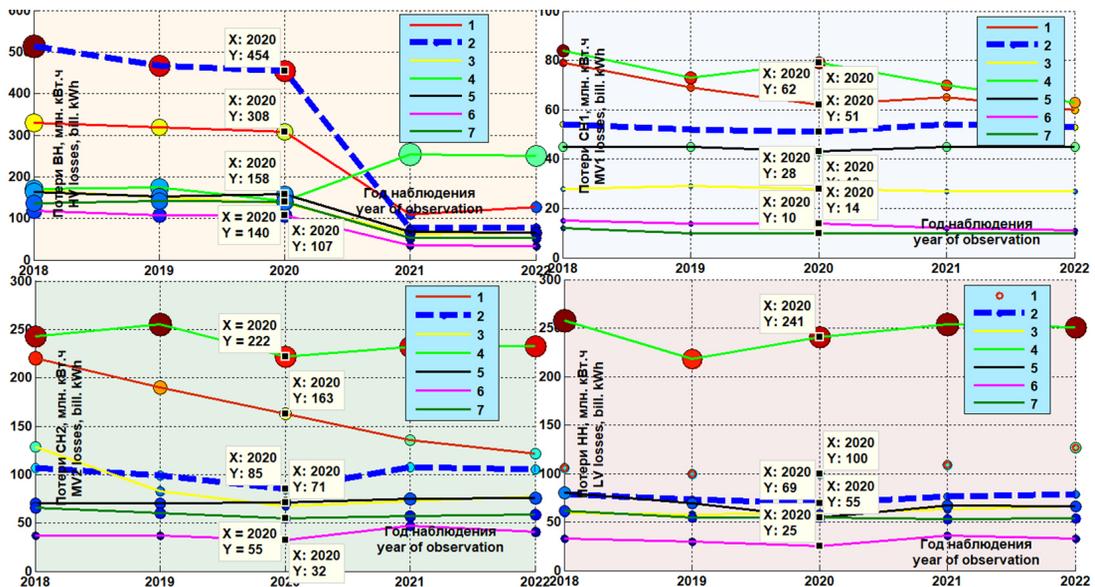


Рис. 1. Динамика изменения фактических оплачиваемых потребителями потерь электроэнергии в электрических сетях СРС

Fig. 1. Changes dynamics of the actual electricity losses paid by consumers in the SUN electrical networks

Таблица 1. Процентное отношение потерь в ЭС СРС к общим потерям в сетях ПАО «Россети Волги» за 2018–2022 гг.

Table 1. The losses percentage of the SUN EN to total losses in the PJSC Rossetti Volga networks for 2018–2022

Годы	ВН,%	СН1,%	СН2,%	НН,%
2018	32,1	17	12,3	11,7
2019	31	17,7	12,5	12
2020	31,4	17,8	12,2	11,4
2021	22,8	23	18,7	16,6
2022	31,4	19,6	14,7	11,7

Таблица 2. Изменение потерь в электрических сетях СРС всех напряжений за 2018–2022 гг.

Table 2. Change of the electricity losses of all voltage's kindness in the AND electrical networks for 2018–2022.

Годы	ВН, млн кВт·ч	СН1, млн кВт·ч	СН2, млн кВт·ч	НН, млн кВт·ч
2018	514	54	107	79
2019	468	52	99	73
2020	454	51	85	69
2021	319	65	136	109
2022	429	53	14,7	11,7

ЭС ПАО «Россети Волги» (табл. 1), а также изменение потерь в сетях СРС всех напряжений за период 2018–2022 гг. (табл. 2).

Как видно из представленных данных табл. 1 и 2, процентное отношение потерь электроэнергии в ЭС всех напряжений СРС по отношению к соответствующим суммарным потерям во всех ЭС ПАО «Россети Волги» в среднем увеличивается (за исключением ЭС ВН, где четкой динамики увеличения не наблюдается – табл. 1). При этом в самих ЭС СРС динамика изменения потерь электроэнергии всех классов напряжения имеет явно выраженный характер снижения (за исключением 2021 г., в котором происходит некоторое увеличение потерь по сетям СН1, СН2 и НН. То есть руководство компании СРС добилось снижения оплачиваемых населением потерь, по сравнению с некоторыми другими филиалами ПАО «Россети Волги».

### Анализ повреждаемости и их причин в ЭС СРС

Как уже отмечалось, аварийность в электрических сетях любой электросетевой компании напрямую зависит от уровня износа и старения основного электросетевого оборудования. Так, по данным [19], на конец 2021 г. уровень физического износа объектов электросетевого хозяйства СРС достиг следующих величин. ЛЭП (ВН) – 56,3 %, (СН): СН1–61,2 %, СН2–73,1 %, НН – 84,2 %<sup>2</sup>; подстанции: ВН – 55,3 %; СН1–63,1 % и СН2–51,9 %. На основе проведенного

<sup>2</sup> ВН – высокое напряжение – 110 кВ и выше; СН1 – среднее напряжение 35 кВ; СН2 – среднее напряжение от 1 до 20 кВ; НН – низкое напряжение 0,4 кВ

Таблица 3. Динамика аварийных отключений и их последствий (недоотпуск ЭЭ) в ЭС СРС за 2018–2022 гг.

Table 3. Dynamics of emergency shutdowns and their consequences (under-discharge of EE) in the SDN EN for 2018–2022.

Количество отказов, шт./Недоотпуск ЭЭ, тыс. кВт·ч					
Год /Месяц	2018	2019	2020	2021	2022
Январь	1336/358,109308	79/21,240302	172/24,154327	136/24.9689	150/30,1668
Февраль	338/105,723041	190/31,332087	176/44,61999	149/24.1278	191/2.,0418
Март	130/20,450768	225/26,694635	197/32,318008	192/35.6254	305/129,0158
Апрель	207/19,135378	233/20,412318	228/20,084079	212/15.8433	120/24,3592
Май	209/97,999798	226/21,662921	232/22,267823	190/18.6406	130/7,2829
Июнь	198/16,444537	267/17,791247	267/17,757914	206/19,22698	170/15,4208
Июль	228/41,8822	218/40,333751	193/30,384059	174/19,73866	247/23,1859
Август	138/26,96218	129/27,043542	118/19,972271	120/24,20649	151/12,5046
Сентябрь	176/31,013382	179/31,013382	142/19,53187	136/31,37594	166/4,5481
Октябрь	77/12,695982	163/21,37208	134/17.6202	108/61,92804	118/6,2576
Ноябрь	68/10,912165	272/47,76545	240/37,4281	190/27,17945	190/20.9814
Декабрь	70/17,129748	274/29,629604	239/28,387	501/82,66171	523/29.7899

анализа данных, представленных в [20], получена динамика изменения количества аварийных отключений и недоотпуска ЭЭ за период 2018–2022 гг. (табл. 3).

Как видно из табл. 3, за весь период наблюдений (2018–2022 гг.) общее количество аварийных отключений составило 12743. При этом наибольшее количество отказов соответствует 2018 г.– 24,9 % всех отказов (3175 шт.). На долю других годов наблюдения распределение отказов показало следующие результаты: 2019–19,3 %; 2020–18,3 %; 2021–18,2 % и в 2022 г.– 19,3 %. Таким образом, среднегодовое снижение количества аварийных отключений (2018–2021 гг.) составило 9,4 %. Очевидно, что происходит стабильное снижение количества отказов за исследуемый пятилетний период (за исключением 2022 г.). Это свидетельствует о серьезной противоаварийной деятельности компании СРС. Анализ сезонной составляющей отказов показал, что наибольшее количество аварий по всем годам наблюдения (за исключением 2018 и 2020 гг. – здесь наиболее «повреждаемыми» месяцами стали январь и июнь соответственно) происходит в декабре.

При этом о деятельности компании в области электроснабжения потребителей можно также судить и по уровню недоотпуска ЭЭ в результате аварийных отказов в ЭС. То есть это те потери ЭЭ, которые соответствуют отказам, происходящим по различным причинам в исследуемых ЭС. Как видно из табл. 3, величина недоотпуска стабильно сокращается. Общий объем недопоставленной ЭЭ потребителям за исследуемый период составил 1 391,65525 тыс. кВт·ч. При этом процентное соотношение величины недоотпуска по годам к общему объему потерь в результате перерывов электроснабжения выглядит следующим образом: 2018 г.– 54,5 %; 2019 г.– 24,17 %; 2020 г.– 21,33 %; 2021–19,14 % и в 2022 г.– 3,3 %. Таким образом, среднегодовое снижение потерь ЭЭ от ее недоотпуска в результате аварийных отключений составило 12,8 %.

Проведенным анализом характера повреждений и причин аварийных отключений (на основании данных за 2022 г.) установлено, что их *большинство* (около 36 %) произошло по причи-

не нарушения изоляции и механического износа вследствие длительного срока эксплуатации. На *втором* месте (18,6 %) – обрыв цепи вследствие неудовлетворительного технического состояния оборудования. *Третье* место (18,3 %) занимает такая причина, как отключение оборудования потребителей вследствие воздействий организаций, не участвующих в технологическом процессе (по сути, это отказы в ЭС иных потребителей). *Четвертое* место (12,1 %) занимают совокупные причины, связанные с коррозионно-эрозийным износом, несвоевременным выявлением дефектов оборудования, воздействием животных и птиц, нарушением структуры материала. Так или иначе, большинство проявлений четвертой причины приводит к электродуговому повреждению. На *пятом* месте (8,1 %) – постороннее механическое воздействие, проявляемое в «набросе» посторонних предметов на провода ЛЭП, осуществляемое посторонними лицами, организациями, птицами. И, наконец, на *шестом* месте (6,9 %) – механическое воздействие ветровых нагрузок и атмосферные явления (гроза).

### Превентивная оценка функционирования ЭС СРС

Общезвестно, что прогнозирование определенных функциональных состояний объекта базируется на массиве данных, полученных в результате наблюдений, испытаний либо моделирования процесса. К наиболее распространенным методам создания прогнозных моделей исследуемых состояний объекта можно отнести статистические методы, основанные на получении авторегрессионных уравнений на основе различных видов изменения исследуемых параметров (линейная, полиномиальная, экспоненциальная и др.). Оценку повреждаемости сетей можно производить на основе анализа линейных и нелинейных трендовых зависимостей. При этом моделью тренда принято называть регрессионное уравнение, в котором зависимой переменной выступает исследуемый показатель, а независимой – либо время, либо номер наблюдения исследуемого показателя. Для определения уравнений трендов использовалась программа «Statistica 10» [21]. Также к статистическим методам можно отнести и возможность получения результата на основе анализа закона распределения исследуемого параметра [7–10, 22–26].

Вторым инструментарием можно считать кибернетические (интеллектуальные) методы прогнозирования, одним из которых является использование моделей искусственных нейронных сетей (ИНС) [8, 27–29]. Но наибольшее затруднение при использовании ИНС вызывает необходимость наличия достаточно большого массива данных (более 1000 значений).

На первом этапе произведем оценку получения прогнозных моделей изменения оплачиваемых потерь (табл. 2). В качестве базового метода будем использовать метод авторегрессионного анализа [30].

Как видно из данных табл. 2, пять значений ряда данных для получения массива данных недостаточно. Вследствие этого для расширения выборки данных используем разработанную в MATLAB программу «Interpolation», позволяющую производить линейную, билинейную и бикубическую интерполяции. При шаге интерполяции, равном 8 из пяти исходных данных ряда, получено 40 значений.

Для полученного интерполированного ряда значений за 2018–2022 гг. с использованием таблиц Excel рассмотрим возможность применения уравнений авторегрессии для различных форматов линии тренда (экспоненциальная, линейная, логарифмическая, полиномиальная, степенная).

Для каждого из указанных классов напряжений определим уравнения авторегрессии потерь, далее, зная конечное значение исследуемого интерполированного ряда (например, для ВН – 429) и подставляя это значение в полученные авторегрессионные уравнения для каждого класса напряжений, получаем прогнозируемое значение потерь ЭЭ (рис. 2).

Анализ диаграмм (рис. 2) показал, что наиболее высокий коэффициент детерминации ( $R^2$ ) соответствует следующим характерам изменения исследуемых потерь: для ВН – полиномиальное, для СН1 – линейное, для СН2 и НН – экспоненциальное. Подставляя в найденные авторегрессионные уравнения конечные значения исследуемых потерь, определим их прогнозируемое значение в 2023 г.: для ЭС ВН – 423 млн кВт·ч; для сетей СН1–53,055 423 млн кВт·ч.; для ЭС СН2–48,356 млн кВт·ч. и для ЭС НН – 38,1057 млн кВт·ч.

Рассмотрим возможность превентивной оценки количества отказов и величины недоотпуска ЭЭ на годовую перспективу, то есть установим, какой из известных способов получения прогнозного значения отказов будет наиболее применим для получения данных по отказам на 2023 г. Как видно из табл. 3, значения количества отказов по месяцам очень сильно разнятся. А для применимости того или иного способа прогнозирования на первоначальном этапе необходимо определить коэффициент автокорреляции. При этом известно, что если его значение будет более 0,7, то это свидетельствует о наличии устойчивой автокорреляции и можно использовать либо статистические методы прогнозирования, либо методы Data Mining (интеллектуальные, например, на основе использования ИНС). Если же коэффициент автокорреляции имеет значение менее 0,3 – это свидетельствует об отсутствии автокорреляционной связи в имеющейся выборке данных. Поэтому о получении уравнений авторегрессии и использовании ИНС речи не может быть. Применяя технологию таблиц Excel, определим коэффициент автокорреляции для имеющегося массива данных по отказам с 2018 по 2022 гг. Согласно рас-

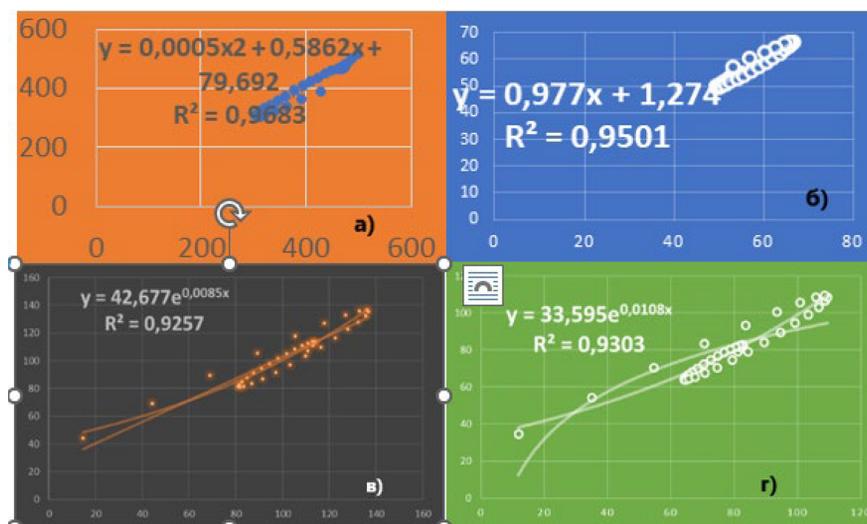


Рис. 2. Характер распределения изменения оплачиваемых потерь и авторегрессионные уравнения для определения прогнозируемых потерь в 2023 г.: а – ВН, б – СН1, в – СН2, г – НН

Fig. 2. Changing nature distribution of the paid losses and autoregressive equations for determining projected losses in 2023: а – HV, б – MV1, в – MV2, г – LV

четам, полученное значение коэффициента автокорреляции составило 0,267723464. Такое значение свидетельствует об отсутствии автокорреляции, следовательно, массив данных носит случайный характер. При использовании метода поиска оптимального закона распределения вероятности необходимо определить статистические параметры: коэффициент вариации, коэффициент асимметрии и среднее значение. Произведенные расчеты показали, что значение коэффициента вариации составило 0,884790402, что является достаточно большим показателем для этого параметра. Построение графика распределения эмпирической и аналитической вероятностей не дает четкой картины, поскольку имеются значительные расхождения в полученных графиках (рис. 3).

При этом, оценивая вероятность количества отказов при неблагоприятных условиях (когда вероятность ( $p$ ) по таблицам Крицкого-Менкеля равна 0,1 [31]), получаем количество возможных отказов в 2023 г., равное 468. При наиболее благоприятных условиях ( $p = 0,9$ ) количество отказов составило 36. Как видно, такой разброс значений не дает устойчивой прогнозной картины возникновения событий отказов. В связи с этим из фактического ряда удалим несколько данных, которые явно выпадают из общего массива данных. Это количество аварий в январе 2018 г., равное 1336, в декабре 2021 г., равное 501, и в декабре 2022 г., равное 523.

В результате полученный массив данных будет иметь на 3 значения меньше (57 вместо 60). Полученный коэффициент автокорреляции составил 0,309545191 – очень слабо выраженная автокорреляция. Следовательно, используемый массив представляет собой слабосвязанную выборку. Поэтому вновь используем вероятностный метод, в котором для описания вероятности возникновения аварийных отказов используются два закона распределения: Пирсона III типа и трёхпараметрическое степенное гамма-распределение, или распределение Крицкого-Менкеля [31].

При этом следует отметить существенный недостаток закона распределения Пирсона III – случайная величина (при малых значениях ряда выборки данных) может принимать отрицательное значение. В связи с этим для описания вероятности возникновения превентивных

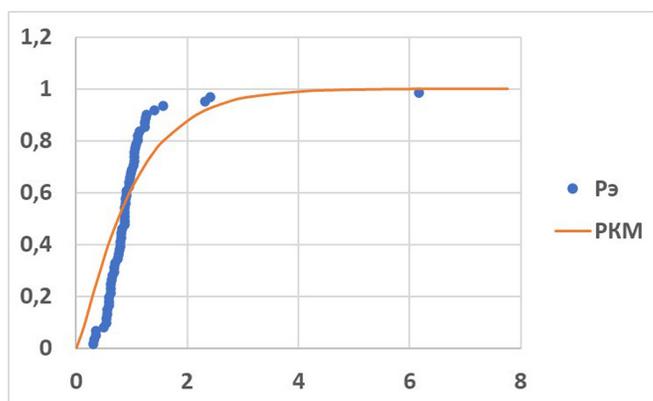


Рис. 3. Диаграммы распределения эмпирической ( $P_{э}$ ) и аналитической ( $P_{KM}$ ) вероятности возникновения отказов в прогнозируемом году

Fig. 3. Distribution diagrams of the empirical (RE) and analytical (RCM) probability of failures in the forecast year

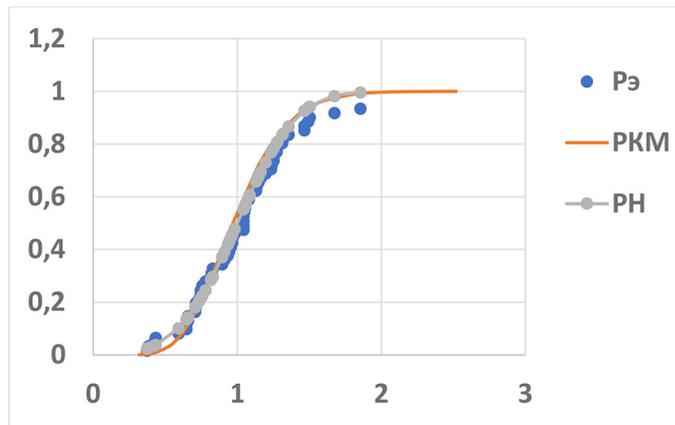


Рис. 4. Эмпирический закон распределения вероятностей и трёхпараметрическое степенное гамма-распределение числа аварийных отключений в ЭС СРС

Fig. 4. The empirical law of probability distribution and the three-parameter power gamma distribution of the emergency number shutdowns in the SDN electrical networks

значений возникающих аварий в исследуемом году (2023 г.) используем трёхпараметрическое степенное гамма-распределение (рис. 4), аналитическое отображение которого имеет следующий вид [32]:

$$f(x) = \frac{\alpha^\alpha}{a^{\alpha/b} \cdot \Gamma(\alpha) \cdot b} \cdot e^{-\alpha \cdot \left(\frac{x}{a}\right)^{\frac{1}{b}}} \cdot x^{\left(\frac{\alpha}{b}\right)-1}, \quad (1)$$

где  $\alpha$ ,  $a$  и  $b$  – параметры, связанные с коэффициентами вариации и асимметрии;  $\Gamma(\alpha)$  – гамма-функция. Представленные на рис. 4 эмпирическое и аналитическое распределения вероятностей характеризуют изменение безразмерных модульных коэффициентов аварийных отключений ( $k$ ) как соотношение числа аварий ( $x_i$ ) и среднего многолетнего значения  $\bar{x}$  [32]:  $k = \frac{x_i}{\bar{x}}$ .

Для представленного трёхпараметрического степенного гамма-распределения (рис. 4) статистические параметры имеют следующие значения: коэффициент автокорреляции  $R_1 = 0,31$ ; среднее многолетнее значение аварий за месяц  $\bar{x} = 58,32$ ; коэффициент вариации  $c_v = 0,32$ ; показатель асимметрии  $c_s = 0,202$ . При этом на рис. 4 показано также и нормальное распределение (РН). Полученная функция распределения позволяет оценить превентивное количество аварий, что в значительной степени позволяет оценить риск наступления таких аварийных ситуаций. Исходя из произведенных расчетов, для вероятностей 0,1; 0,5 и 0,9, соответствующим благоприятным, усредненным и неблагоприятным условиям функционирования СРС, количество соответствующих аварийных отказов в январе 2023 г. будет равно:  $x_{0,1} = 117$ ;  $x_{0,5} = 177$ ;  $x_{0,9} = 255$ . В соответствии с опубликованными данными за первое полугодие 2023 г. [20] реальное (фактическое) количество аварийных отключений в январе 2023 г. составило 144. Таким образом, при благоприятных условиях функционирования СРС вероятность наступления аварий (по прогнозу) на 18,75 % меньше фактического значения аварий, а при усредненных условиях (вероятность составляет 0,5) – на 18,6 % больше реальных значений аварий.

## Заключение

На основании произведенного анализа функционирования ЭС компании СРС установлено следующее.

1. Уровень потерь ЭЭ в ЭС СРС, оплачиваемых потребителем и обусловленных разностью передаваемой ЭЭ в сети и из сетей компании потребителям, устойчиво снижается. Среднегодовое снижение потерь составляет 12,8 %.

2. Уровень аварийности с 2018 по 2021 гг. также снижается: среднегодовое снижение потерь за эти годы составило 9,4 %. При этом среднегодовое снижение потерь ЭЭ от ее недоотпуска в результате аварийных отключений составило 12,8 %.

3. Руководство компании уделяет значительное внимание разработке и реализации противоаварийных мероприятий, о чем свидетельствует ежегодное снижение количества аварий и величины недоотпуска ЭЭ.

4. Установлены наиболее и наименее «повреждаемые» месяцы каждого года за исследуемый период (2018–2022 гг.).

5. На основании полученных авторегрессионных уравнений установлено прогнозное значение транспортных потерь ЭЭ, оплачиваемых потребителем в 2023 г.

6. Анализ количества и причинности аварийных отключений в ЭС компании за период 2018–2022 гг. позволил установить, что используемый массив данных для превентивной оценки количества аварийных отключений не соответствует применению большинства статистических методов ввиду очень низкого коэффициента автокорреляции. В связи с этим для описания вероятности возникновения превентивных значений возникающих аварий в исследуемом году (2023 г.) применимо трёхпараметрическое степенное гамма-распределение, на основании которого установлено прогнозное количество аварий в январе 2023 г.

## Список литературы / References

[1] Жилияков С. А., Карасев Е. М., Левочкин С. Б., Плешивцева Т. А. Ранняя диагностика и прогнозирование надежности промышленного оборудования на основе «цифрового двойника», *Neftegaz.RU (Цифровизация)*, 2021, 5 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tsifrovizatsiya/682121-rannyaya-diagnostika-i-prognozirovanie-nadezhnosti-promyshlennogo-oborudovaniya-na-osnove-tsifrovogo/> (дата обращения: 02.12.2023). [Zhilyakov S. A. Karasev E. M., Levochkin S. B., Pleshivtseva T. A. Early diagnostics and forecasting of reliability of industrial equipment based on a “digital twin”, *Neftegaz.RU (Digitalization)*, 2021, 5. [Electronic resource]. Access mode: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tsifrovizatsiya/682121-rannyaya-diagnostika-i-prognozirovanie-nadezhnosti-promyshlennogo-oborudovaniya-na-osnove-tsifrovogo/> (date of access: 02.12.2023) (in Rus.).]

[2] Гнам П. А. Анализ методик технического состояния объектов с целью определения их физического износа, *Alfabulit*, 2019, 11(4), 7–22. [Gnam P. A. Analysis of methods of technical condition of objects in order to determine their physical wear, *Alfabulit*, 2019, 11(4), 7–22 (in Rus.).]

[3] Баженов Ю. В., Баженов М. Ю. Прогнозирование остаточного ресурса конструктивных элементов автомобилей в условиях эксплуатации, *Фундаментальные исследования*, 2015, 4, 16–21. [Bazhenov Yu. V., Bazhenov M. Yu. Forecasting the residual life of structural elements of cars under operating conditions, *Fundamental research*, 2015, 4, 16–21 (in Rus.).]

[4] *Анализ методов диагностики и прогнозирования состояния ответственных энергетических установок* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://chemtech.ru/analiz-metodov-diagnostiki-i-prognirovaniya-sostojaniya-otvetstvennyh-jenergeticheskikh-ustanovok/> (дата обращения: 02.12.2023). [*Analysis of methods for diagnosing and predicting the condition of critical power plants* [Electronic resource]. Access mode: <https://chemtech.ru/analiz-metodov-diagnostiki-i-prognirovaniya-sostojaniya-otvetstvennyh-jenergeticheskikh-ustanovok/> (date of access: 02.12.2023) (In Rus.).

[5] *Теория и практика прогнозирования технического состояния механического оборудования* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://prostoev.net/teoriya-i-praktika-prognirovaniya-tehnicheskogo-sostoyaniya-mehnicheskogo-oborudovaniya-2/> (дата обращения: 02.12.2023) [*Theory and practice of forecasting the technical condition of mechanical equipment* [Electronic resource]. Access mode: <https://prostoev.net/teoriya-i-praktika-prognirovaniya-tehnicheskogo-sostoyaniya-mehnicheskogo-oborudovaniya-2/> (date of reference: 02.12.2023) (in Rus.).

[6] Наумов И. В., Ерин В. Н. *Прогнозирование функциональных состояний систем электроснабжения*: монография. Иркутск, ИрГСХА. 2009, 147 с. [Naumov I. V., Erin V. N. *Forecasting the functional states of power supply systems*, Irkutsk, IrGSHA, 2009. 147 p. (in Rus.).

[7] Наумов И. В., Полковская М. Н. К вопросу аварийности в электрических сетях России (на примере ПАО «Россети Ленэнерго»), *Надежность и безопасность энергетики*, 2022, 15(3), 148–157. [Naumov I. V., Polkovskaya M. N. On the issue of accidents in the electric networks of Russia (on the example of PJSC Rosseti Lenenergo), *Reliability and safety of energy*, 2022, 15(3), 148–157. (in Rus.).

[8] Наумов И. В., Полковская М. Н. Причины повреждаемости и их прогностическая оценка в электрических сетях (на примере ПАО «Россети Ленэнерго»), *Грозненский естественно-научный бюллетень*, 2022, 29(3), 104–114 [Naumov I. V., Polkovskaya M. N. The causes of damage and their prognostic assessment in electric networks (on the example of PJSC Rosseti Lenenergo), *Grozny Natural Science Bulletin*, 2022, 29(3), 104–114 (in Rus.).

[9] Наумов И. В. Проблемы аварийности электропередачи на примере компании ОАО «Омскэнерго», *Надежность и безопасность энергетики*, 2023, 16(3), 133–142 [Naumov I. V. Problems of power transmission accidents on the example of JSC Omskenergosbyt, *Reliability and safety of energy*, 2023, 16(3), 133–142 (in Rus.).

[10] Наумов И. В. Оценка уровня надежности транспорта электрической энергии (на примере АО «Россети Сибирь Тываэнерго»), *Надежность и безопасность энергетики*, 2023, 16(2), 64–72 [Naumov I. V. Assessment of the level of reliability of electric energy transport (on the example of JSC Rosseti Siberia Tyvaenergo), *Reliability and safety of energy*, 2023, 16(2), 64–72 (in Rus.).

[11] Котов А. С., Сивеев Т. М., Груздов А. Г., Пашковская Е. Е. Обзор методов прогнозирования генерации энергии, *Столыпинский вестник*, 2022, 9, 4937–4951 [Kotov A. S., Siveev T. M., Gruzdov A. G., Pashkovskaya E. E. Review of energy generation forecasting methods, *Stolypin Bulletin*, 2022, 9, 4937–4951 (in Rus.).

[12] Агеев В. А., Казаков Д. В., Репьев Д. С. Обзор традиционных и нейросетевых методов прогнозирования электрической нагрузки, *Огарев-online*, 2023, 5. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://journal.mrsu.ru/arts/obzor-tradicionnyh-i-nejrosetevyuh-metodov->

prognozirovaniya-elektricheskoy-nagruzki (дата обращения: 02.12.2023) [Ageev V. A., Kazakov D. V., Rpyev D. S. Review of traditional and neural network methods for predicting electrical load, *Ogarev-online*, 2023, 5 [Electronic resource]. Access mode: <https://journal.mrsu.ru/arts/obzor-tradicionnykh-i-nejrosetevykh-metodov-prognozirovaniya-elektricheskoy-nagruzki> (date of application: 02.12.2023) (in Rus.)].

[13] *Прогнозирование потребления электрической энергии с использованием нейронных сетей* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/prognozirovanie-potrebleniya-elektricheskoy> (дата обращения: 02.12.2023). [Forecasting of electric energy consumption using neural networks [Electronic resource]. Access mode: <https://cyberleninka.ru/article/n/prognozirovanie-potrebleniya-elektricheskoy> (date of application: 02.12.2023) (in Rus.)].

[14] Методы прогнозирования электропотребления, *Евразийский Союз Ученых – публикация научных статей в ежемесячном научном журнале. Технические науки*. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://euroasia.science.ru/tehnicheskienauki/%D0> (дата обращения 02.12.2023). [Methods of forecasting power consumption, *The Eurasian Union of Scientists is the publication of scientific articles in a monthly scientific journal. Technical sciences* [Electronic resource]. Access mode: <https://euroasia.science.ru/tehnicheskienauki/%D0> (accessed 02.12.2023) (in Rus.)].

[15] Юсупов К.И. Обзор методов прогнозирования в ветроэнергетике, *СОК*, 2022, 12, 70–73. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.c-o-k.ru/articles/obzor-metodov-prognozirovaniya-v-vetroenergetike> (дата обращения 02.12.2023). [Yusupov K.I. Review of forecasting methods in wind energy, *Plumbing, Heating, Air Conditioning*, 2022, 12, 70–73, [Electronic resource]. Access mode: <https://www.c-o-k.ru/articles/obzor-metodov-prognozirovaniya-v-vetroenergetike> (date of application 02.12.2023)].

[16] *Старейшему производственному отделению «Самарских распределительных сетей» – 70 лет* [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://www.ruscable.ru/news/2011/11/18/Starejshemu\\_proizvodstvennomu\\_otdeleniu\\_Samarskix\\_/](https://www.ruscable.ru/news/2011/11/18/Starejshemu_proizvodstvennomu_otdeleniu_Samarskix_/) (дата обращения: 02.12.2023). [*The oldest production department of Samara Distribution Networks is 70 years old* [eElectronic resource]. Access mode: [https://www.ruscable.ru/news/2011/11/18/Starejshemu\\_proizvodstvennomu\\_otdeleniu\\_Samarskix\\_/](https://www.ruscable.ru/news/2011/11/18/Starejshemu_proizvodstvennomu_otdeleniu_Samarskix_/) (date of access: 02.12.2023) (in Rus.)].

[17] *История* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://samelprof.ru/56/> (дата обращения: 02.12.2023) [History [Electronic resource]. Access mode: <https://samelprof.ru/56/> (date of access: 02.12.2023) (in Rus.)].

[18] *Россети Волга. Годовые отчеты за 2018–2022 гг.* [Электронный ресурс]. Режимы доступа: [https://www.akm.ru/upload/akmrating/ROSSETY\\_VOLGA\\_annual\\_report\\_2018-2022.pdf](https://www.akm.ru/upload/akmrating/ROSSETY_VOLGA_annual_report_2018-2022.pdf) (дата обращения: 02.12.2023) [Rosseti Volga. Annual reports for 2018–2022 [Electronic resource]. Access modes: [https://www.akm.ru/upload/akmrating/ROSSETY\\_VOLGA\\_annual\\_report\\_2018-2022.pdf](https://www.akm.ru/upload/akmrating/ROSSETY_VOLGA_annual_report_2018-2022.pdf) (date of application: 02.12.2023) (in Rus.)].

[19] *Уровень физического износа объектов электросетевого хозяйства* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://samesk.ru/consumers/tekhnicheskoe-sostoyanie-setey/> (дата обращения: 05.08.2023) [The level of physical deterioration of electric grid facilities [Electronic resource]. Access mode: <https://samesk.ru/consumers/tekhnicheskoe-sostoyanie-setey/> (date of request: 08/05/2023) (in Rus.)].

[20] *Стандарт раскрытия информации* [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://www.rossetivolga.ru/ru/klientam/standart\\_raskritiya\\_informatsii\\_subektami\\_optovogo\\_i\\_roznichnogo\\_rinkov\\_elektricheskoy\\_energii/](https://www.rossetivolga.ru/ru/klientam/standart_raskritiya_informatsii_subektami_optovogo_i_roznichnogo_rinkov_elektricheskoy_energii/) (дата обращения: 05.08.2023) [*Information Disclosure Standard* [Electronic resource]. Access mode: [https://www.rossetivolga.ru/ru/klientam/standart\\_raskritiya\\_informatsii\\_subektami\\_optovogo\\_i\\_roznichnogo\\_rinkov\\_elektricheskoy\\_energii/](https://www.rossetivolga.ru/ru/klientam/standart_raskritiya_informatsii_subektami_optovogo_i_roznichnogo_rinkov_elektricheskoy_energii/) / (date of access: 08/05/2023) (in Rus.)].

[21] *Новые возможности STATISTICA 10* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://statsoft.ru/products/new-features/STATISTICA10.php>. (дата обращения: 08.03.2022). [*New features of STATISTICA 10* [Electronic resource]. Access mode <http://statsoft.ru/products/new-features/STATISTICA10.php>. (date of reference: 03/08/2022) (in Rus.)].

[22] Белов С.И., Петров П.С. Прогнозирование аварийных отключений в электрических сетях 35–220 кВ, *Вестник МГАУ имени В.П. Горячкина*, 2017, 80(4), 77–82 [Belov S.I., Petrov P.S. Forecasting of emergency shutdowns in electric networks of 35–220 kV, *Bulletin of MGAU named after V.P. Goryachkin*, 2017, 80(4), 77–82 (in Rus.)].

[23] Дубяго М.Н. *Методы диагностики и прогнозирования остаточного ресурса кабельных линий в распределительных электрических сетях 6–10 кВ*: дис. ... канд. техн. Наук, 2021. 216 с. [Dubyago M.N. *Methods of diagnostics and forecasting of the residual life of cable lines in 6–10 kV distribution electric networks*, 2021. 216 P (in Rus.)].

[24] Карамов Д.Н., Наумов И.В., Пержабинский С.М. Математическое моделирование отказов элементов электрической сети 10 кВ автономных энергетических систем с возобновляемой распределенной генерацией, *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 2018, 7, 116–130. [Karamov D.N., Naumov I.V., Perzhabinsky S.M. Mathematical modeling of failures of 10 kV electric grid elements of autonomous energy systems with renewable distributed generation, *Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Georesource engineering*, 2018, 7, 116–130 (in Rus.)].

[25] Багметов А.А., Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Законы распределения отказов при оценке надежности электрических сетей Кубани, *Приоритетные направления исследований в рамках естественных и технических наук в XXI веке: сб. науч. трудов по материалам Международной научно-практической конференции. Под общ. ред. Е.П. Ткачевой. Белгород, ООО Агентство перспективных научных исследований (АПНИ)*, 2018, 146–150 [Bagmetov A.A., Sazykin V.G., Kudryakov A.G. The laws of failure distribution in assessing the reliability of Kuban electric networks, *Priority areas of research in the framework of natural and technical sciences in the XXI century: a collection of scientific papers based on the materials of the International Scientific and Practical Conference. Under the general editorship of E.P. Tkacheva. Belgorod, The Agency for Advanced Scientific Research (APNI) LLC*, 2018, 146–150 (in Rus.)].

[26] Мохов А.А. Диагностика и мониторинг электрических сетей как основа для прогнозирования отказов оборудования, *Символ науки: международный научный журнал*, 2021, 8(2), 12–14 [Mokhov A.A. Diagnostics and monitoring of electrical networks as a basis for predicting equipment failures, *Symbol of Science: International Scientific Journal*, 2021, 8(2), 12–14 (in Rus.)].

[27] Бильгаева Л.П., Власов К.Г. Исследование моделей нейросетевого прогнозирования в среде Matlab, *Приложение математики в экономических и технических исследованиях*, 2017, 7(1), 11–19 [Bilgaeva L.P., Vlasov K.G. Investigation of neural network forecasting models in the

Matlab environment, *Application of mathematics in economic and technical research*, 2017, 7(1), 11–19].

[28] Щербатов И. А. Применение искусственных нейронных сетей при управлении энергетическим оборудованием. Часть 2. Прогнозирование значений параметров, дефектов, отказов и технического состояния, *Новое в Российской электроэнергетике*, 2020, 10, 37–46 [Shcherbatov I. A. The use of artificial neural networks in the management of energy equipment. Part 2. Forecasting the values of parameters, defects, failures and technical condition, *New in the Russian electric power industry*, 2020, 10, 37–46 (in Rus.)].

[29] Клычев В. Е. Применение нелинейных авторегрессионных моделей нейронных сетей для прогнозирования экономических показателей, *Ученые записки Тамбовского отделения РОСМУ*, 2016, 5, 133–136 [Klychev V. E. Application of nonlinear autoregressive models of neural networks for forecasting economic indicators, *Scientific notes of the Tambov branch of ROSMU*, 2016, 5, 133–136 (in Rus.)].

[30] Трофимова Е. А., Кисляк Н. В., Гилёв Д. В. *Теория вероятностей и математическая статистика: учеб. пособие; под общ. ред. Е. А. Трофимовой*. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2018. 160 с. [Trofimova E. A., Kislyak N. V., Gilev D. V. *Probability theory and mathematical statistics textbook. the manual; ed. by E. A. Trofimova*]. Yekaterinburg, Ural Publishing House, Univ., 2018. 160 p. (in Rus.)].

[31] Рождественский А. В. *Оценка точности кривых распределения гидрологических характеристик*. Л.: Гидрометеиздат, 1977. 240 с. [Rozhdestvensky A. V. *Estimation of the accuracy of the distribution curves of hydrological characteristics*. Leningrad, Hydrometeoizdat, 1977. 240 p. (in Rus.)].

[32] Ланин А. В., Якупов А. А., Полковская М. Н. Статистический анализ аварийных отключений в электрических сетях 10 кВ, *Актуальные вопросы аграрной науки*, 2019, 30, 45–53. Lanin A. V., Yakupov A. A., Pulkovskaya M. N. Statistical analysis of emergency shutdowns in 10 kV electrical networks, *Topical issues of agrarian science*, 2019, 30, 45–53 (in Rus.)].