ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
УДК 621.3
https://doi.org/10.26897/2687-1149-2025-2-92-99

Коэффициенты сезонности по количеству и продолжительности отключений в сельских электрических сетях с учетом их причин

А.В. Виноградова[1,2]
[1] Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ; г. Москва, Россия
[2] Орловский государственный аграрный университет имени Н.В. Парахина; г. Орёл, Россия
[1, 2] alinawin@rambler.ru; https://orcid.org/0000-0002-8935-7086

Аннотация. При прогнозировании электропотребления и недоотпуска электроэнергии в сельских сетях необходимо учитывать сезонность аварийных отключений. Однако необходимые данные для учета сезонности на показатели надежности электрических сетей отсутствуют, и в нормативно-технической документации вопросы сезонности в электроэнергетике не раскрываются в достаточной мере. Исследования проведены с целью определения коэффициентов сезонности по потоку отказов и времени восстановления с учетом причин отключений в сельских электрических сетях 0,4 кВ. Используя статистические данные одного из центральных регионов России за период 2018-2023 гг., выявили наиболее значимые причины аварийных отключений сельских электрических сетей 0,4 кВ: отключения по вине потребителя, перегорание предохранителей, схлестывание проводов, обрыв проводов и др. По каждой причине рассчитаны коэффициенты сезонности по потоку отказов и времени восстановления отключений. Установлено, что наибольшая вероятность возникновения аварийного отключения прослеживается с мая по август, коэффициент сезонности для этого периода варьируется в диапазоне 1,15…1,83. В другие периоды коэффициенты ниже: с сентября по декабрь – 0,71…1,06; с января по апрель – 0,54…0,67. Наибольшее значение коэффициента сезонности по времени восстановления наблюдали в период с мая по август (1,27…2,03), минимальные – в январе-феврале (0,44…0,52). Учет коэффициентов сезонности по конкретным причинам позволит прогнозировать показатели надежности электроснабжения потребителей и более качественно и эффективно подбирать мероприятия по повышению надежности сетей.

Ключевые слова: сельские электрические сети, статистические данные, надежность электроснабжения, коэффициент сезонности, отключения, причины отключений, прогноз, вероятность возникновения аварийного отключения

Для цитирования: Виноградова А.В. Коэффициенты сезонности по количеству и продолжительности отключений в сельских электрических сетях с учётом их причин // Агроинженерия. 2025. Т. 27, № 2. С. 92-99. https://doi.org/10.26897/2687-1149-2025-2-92-99

ORIGINAL ARTICLE

Seasonality coefficients for the number and duration of outages in rural power grids, taking into account their causes

A.V. Vinogradova[1,2]
[1] Federal Scientific Agroengineering Center VIM; Moscow, Russia
[2] Orel State Agrarian University named after N.V. Parakhin; Orel, Russia
[1, 2] alinawin@rambler.ru; https://orcid.org/0000-0002-8935-7086

Abstract. When predicting power consumption and power shortages in rural power grids, it is necessary to take into account the seasonality of emergency outages. However, the necessary data on the effect of seasonality on the reliability indicators of power grids are not available. Moreover, the regulatory and technical documentation fails to cover the issues of seasonality in the electric power industry. The study aimed to determine the seasonality coefficients for the failure flow and restoration time, taking into account the causes of outages in rural 0.4 kV power grids. Using statistical data from one of the central regions of Russia for the period between 2018 and 2023, the author identified the most significant causes of emergency outages in rural 0.4 kV power grids: consumer-caused outages, fuse blowing, wire splicing, wire breakage, and others. For each cause, the seasonality coefficients for the flow of failures and restoration time were calculated. The study found that the highest probability

© Виноградова А.В., 2025

of emergency outage falls on the period from May to August; the seasonality coefficient for this period ranges between 1.15 and 1.83. In other periods, the coefficients are lower: from September to December – 0.71 to 1.06, from January to April – 0.54 to 0.67. The highest value of the seasonality coefficient by the restoration time was recorded in the period from May to August (1.27 to 2.03), the minimum – in January-February (0.44 to 0.52). Taking into account the seasonality coefficients for specific reasons will make it possible to forecast indicators of power supply reliability and plan better and more efficient measures to improve power grid reliability.

Keywords: rural power grids, statistical data, reliability of power supply, seasonality coefficient, outages, reasons for outages, forecast, probability of emergency outages

For citation: Vinogradova A.V. Seasonality coefficients for the number and duration of outages in rural power grids, taking into account their causes. *Agricultural Engineering* (*Moscow*). 2025;27(2):92-99 (In Russ.). https://doi.org/10.26897/2687-1149-2025-2-92-99

Введение

Системы электроснабжения имеют выраженную сезонность по месяцам и времени суток, связанную с периодичностью природно-климатических факторов и нагрузок потребителей. Например, в работе А.В. Могиленко[1] сезонное влияние на величину коммерческих потерь рассматривается с точки зрения отопительного и неотопительного периодов. В работе [1] отражена сезонность при прогнозировании электропотребления. Авторами [2] выделяются циклические факторы в разрезе анализа методов прогнозирования электропотребления в распределительных сетях. Зачастую сезонность влияет на управление спросом на электроэнергию при выравнивании посуточных, месячных, годовых графиков реального электропотребления в масштабах региональных и объединенных электроэнергетических систем, что ведет к снижению затрат на всех уровнях энергосистемы страны [3]. С учетом сезонных факторов рассмотрены, например, вопросы оптимизации надежности крымской энергосистемы на период до 2025 г. [4].

При сравнении статистических данных причин отключений в разных регионах отмечается схожесть их по составу и процентному соотношению [5], что отражает закономерность влияния сезонных факторов на количество отключений. Основываясь на результатах многолетних статистических данных, некоторые авторы [6, 7] также отмечают сезонный характер, определенную периодичность и закономерность интенсивности потока аварийных отключений в электрических сетях. Так, для энергосистемы Нижегородской области отмечены основные внешние факторы, влияющие на надежную работу линий электропередач и индексы сезонности отключений по месяцам за период 2016-2019 гг. [8]. В ряде работ [9-11] выявлена зависимость причин аварийных отключений в разных регионах и странах и величины недоотпуска электроэнергии от времени года. В работе [12] представлен прогноз количества аварийных отключений и анализ сезонности для электрических сетей 35-220 кВ путем сравнения действительных и спрогнозированных значений. Разработано программное обеспечение для прогноза количества аварийных отключений.

Несмотря на интерес к проблеме аварийных отключений, нормативные и правовые документы практически не регламентируют учет сезонности при прогнозировании и расчетах показателей надежности электроснабжения.

Актуальной является задача получения коэффициентов сезонности по количеству (потоку отказов) и продолжительности (времени восстановления) отключений, других показателей надежности для систем электроснабжения сельских потребителей по регионам страны и классам напряжения электрических сетей. Следует определять коэффициенты сезонности и в привязке к причинам отключений, что позволит более качественно планировать мероприятия по повышению надежности, прогнозировать ущерб от недоотпуска электроэнергии, решать другие практические задачи.

Цель исследований: определение коэффициентов сезонности по потоку отказов и времени восстановления с учетом причин отключений в сельских электрических сетях 0,4 кВ.

Материалы и методы

В ходе исследований анализировали статистические данные по количеству аварийных отключений в сельских электрических сетях 0,4 кВ по Орловской области за период 2018-2023 гг. Общая протяженность анализируемых сетей составляет более 10 тыс. км. Использовали дескриптивные и диагностические (в частности, анализ количества

[1] Могиленко А.В. Потери электроэнергии в сетях 0,4-10 кВ. Влияние сезонного фактора // Новости ЭлетроТехники. 2010. № 2(62) [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://news.elteh.ru/arh/2010/62/12.php (дата обращения 10.10.2024 г.).

отключений и времени восстановления с учетом причин отключений), предиктивные (получение коэффициентов сезонности по потоку отказов и времени восстановления) методы анализа. Метод исследования включал в себя анализ журналов отключений по исследуемым сетям с целью сбора статистических данных и структурирования причин отключений. При упорядочивании причин близкие формулировки, приведенные в журналах, объединялись, и количество отключений по ним суммировалось. Исследовали количество и продолжительность отключений с учетом их причины, произвели расчет коэффициентов сезонности по потоку отказов и времени восстановления и выполнили анализ полученных результатов.

Результаты и их обсуждение

В распределительных электрических сетях данные по всем видам отключений заносят в программный комплекс «Аварийность ЭСК», содержащий формы, соответствующие журналам отключений. В журналах отмечены факты отключений с указанием времени возникновения и окончания, количества и мощности отключенных потребителей, выявленных причин отключений. Подробно количественные характеристики количества отключений по годам приведены в работе [13]. Отключения на более чем 12 тыс. воздушных линий (ВЛ) общей протяженностью порядка 10 тыс. км были классифицированы по причинам и количеству по каждому месяцу каждого рассматриваемого года (табл. 1).

Прослеживается сезонность количества отключений. В летний период количество отключений увеличивается, демонстрируя почти двукратный рост в мае по отношению к апрелю и достигая пика в июле. Это связано с началом грозовой активности, с периодом отпусков и разгаром дачного сезона. В октябре, перед началом отопительного сезона и началом холодов, наблюдается увеличение количества отключений,

Таблица 1

Причины отключений ВЛИ 0,4 кВ за 2018-2023 гг.

Table 1

Causes of 0.4 kV overhead line outages for 2018-2023

№ п/п	Причина отключения	Месяц												∑ за год
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	Потребитель	220	234	211	218	424	591	663	549	342	455	292	319	4518
2	Перегорание предохранителя	38	35	53	51	109	185	189	110	87	91	65	96	1109
3	Не выявлено	33	32	81	69	88	62	83	80	40	76	58	93	795
4	Схлестывание проводов	36	26	36	33	68	80	97	39	43	34	28	41	561
5	Обрыв провода	16	35	27	25	43	88	84	62	43	26	12	16	477
6	Падение деревьев, веток	11	14	18	45	38	70	57	34	29	8	7	17	348
7	Гололедно-ветровые нагрузки, ветер, гололед	13	25	16	17	21	33	31	37	17	45	34	44	333
8	Перекрытие проводов по стороннему предмету	4	3	5	7	10	35	31	17	11	14	4	11	152
9	Атмосферные перенапряжения / гроза	5	2	2	7	9	31	67	45	16	10	0	5	60
10	Повреждение проводов и опор техникой	4	1	1	0	1	1	3	27	5	1	3	1	48
11	Внутреннее повреждение автоматического выключателя	5	0	3	2	4	4	4	4	1	2	1	4	34
12	Падение опоры	0	1	4	7	7	4	4	2	0	2	1	0	32
13	Пробой изолятора	1	0	1	2	2	3	2	1	1	2	3	5	23
14	Окисление контактных соединений	2	8	1	0	2	1	2	2	0	0	0	1	19
15	Превышение стрелы провеса	3	1	0	0	0	3	3	0	0	1	0	0	11
16	Деятельность сторонних лиц	0	0	0	0	1	2	0	1	1	0	1	2	8
17	Деятельность животных и птиц	0	0	0	3	0	0	0	1	1	1	1	0	7
18	Пожар	1	0	0	1	2	0	1	0	0	0	1	0	6
19	Ремонт трансформатора	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	2
Всего		392	417	459	488	829	1193	1322	1011	637	768	511	655	8682

связанное с повышением нагрузки на электрические сети.

Проанализирована длительность перерывов электроснабжения с учетом причин отключений. Диаграмма Парето (рис.) позволила выделить наиболее значимые причины по времени восстановления. Причины, имеющие значимость менее 5%, объединены как «прочие» (позиция 10 на рисунке 1). Структуры причин аварийных отключений по длительности перерывов электроснабжения и количеству отключений практически совпадают.

На рисунке 1 даны значения времени восстановления для соответствующих причин и линией, показана нарастающая сумма времени восстановления по причинам, выраженная в процентах. Все причины в сумме составляют 100%. Суммарное время восстановления с учетом всех причин отключений соответствует 13321,53 ч.

На отключения по вине потребителя приходится примерно 41,4% времени восстановления. Также значимыми являются перегорание предохранителя (12,2%), обрывы проводов (11,8%), схлестывание проводов (8,7%), невыявленные причины (7,5%) и ряд других.

Коэффициенты сезонности по потоку отказов в рассматриваемых сельских электрических сетях 0,4 кВ определялись по методике расчета показателей надежности электроснабжения с учетом сезонности [14].

Согласно методике расчетное количество часов перерыва от аварий на каждом участке сети на заданный сезон определяется как

$$T_{\text{пер ав уч}i\text{С}} = \frac{T_{\text{Вср}i} \cdot \omega_{0i} \cdot l_i}{100} \cdot \sum_{1}^{n_{\text{ма}}} \left(\frac{k_{\text{ГТ}j} k_{\text{Г}\omega j} \cdot n_{\text{дма}j}}{n_{\text{дм}j}} \right), \quad (1)$$

где l_i – длина участка i, км, или количество оборудования, шт.; $n_{\text{ма}}$ – количество анализируемых месяцев, ед.; $n_{\text{дма}j}$ – количество анализируемых дней в анализируемом конкретном месяце, ед.; $n_{\text{дм}j}$ – количество дней в анализируемом конкретном месяце, ед.; ω_{0i} – параметр потока отказов на 100 км ЛЭП, или на 100 шт. оборудования, год$^{-1}$; $T_{\text{Вср}i}$ – среднее время восстановления, ч; $k_{\text{ГТ}j}$ – коэффициент учета сезонности по времени восстановления, безразм.; $k_{\text{Г}\omega j}$ – коэффициент учета сезонности по потоку отказов, безразм. [14].

Вероятность безотказной работы участков сети в течение заданного сезона определяется как

$$P_{\text{безотк ав уч}i\text{С}} = \frac{t_{\text{Чс}} - T_{\text{пер ав уч}i\text{С}}}{t_{\text{Чс}}}, \quad (2)$$

где $t_{\text{Чс}}$ – число часов в сезоне, ч [14].

Сезонные колебания показателей описываются коэффициентами сезонности по потоку отказов и по времени восстановления, которые рассчитываются как отношение фактического значения показателя в конкретном месяце к суммарному количеству отключений за год.

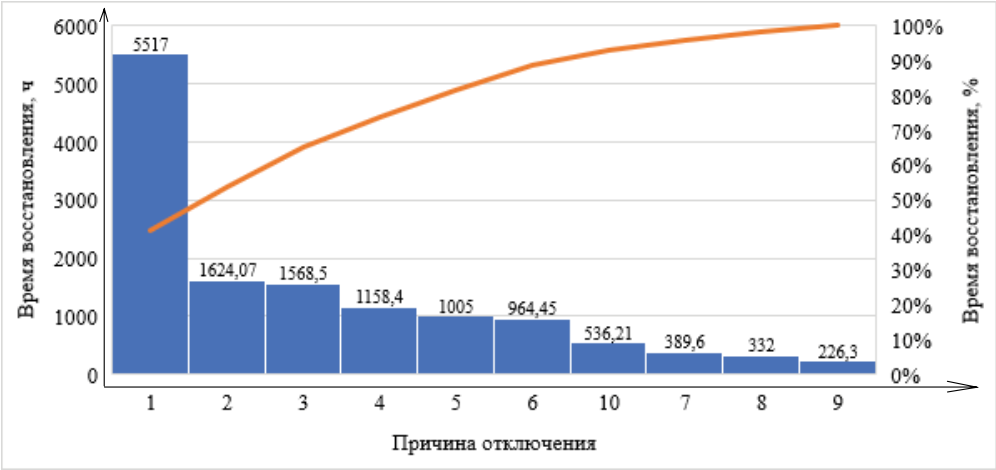

Рис. Диаграмма Парето для определения основных причин аварийных отключений ВЛ 0,4 кВ за период 2018-2023 гг.:
1 – потребитель; 2 – перегорание предохранителя; 3 – обрыв провода; 4 – схлестывание проводов; 5 – не выявлено; 6 – падение деревьев, веток; 7 – перекрытие проводов по стороннему предмету; 8 – гололедно-ветровые нагрузки, ветер, гололед; 9 – атмосферные перенапряжения/гроза; 10 – прочие

Fig. Pareto diagram for determining the main causes of emergency outages of 0.4 kV overhead power lines for the period 2018-2023:
1 – consumer; 2 – fuse blowing; 3 – wire breakage; 4 – wire splicing; 5 – not identified; 6 – falling trees and branches; 7 – wire overlapping by an outside object; 8 – ice and wind loads, wind, ice; 9 – atmospheric overvoltages / thunderstorm; 10 – others

Коэффициент учета сезонности по потоку отказов определяется как

$$k_{\Gamma\omega j} = \frac{12 \cdot N_{\text{откл мес } j}}{\Sigma N_{\text{откл}}}, \quad (3)$$

где $N_{\text{откл мес } j}$ – количество отключений в j-том анализируемом месяце по статистическим данным, ед.; $\Sigma N_{\text{откл}}$ – количество отключений в течение года по статистическим данным.

Коэффициенты сезонности по потоку отказов $(k_{\Gamma\omega j})$ за период 2018-2023 гг. с учетом причин отключений приведены в таблице 2.

Значения коэффициентов сезонности по потоку отказов с учетом всех причин отключений $(k_{\Gamma\omega j\text{общ}})$ определялись для каждого месяца года как среднеарифметическое значение коэффициентов сезонности по потоку отказов, определенных для всех приведенных в таблице 2 причин.

Наибольшая вероятность возникновения аварийного отключения наблюдается в период май-август, коэффициенты сезонности по потоку отказов с учетом всех причин отключений для него находятся в диапазоне 1,15…1,83, средние значения данных коэффициентов наблюдаются в период с сентября по декабрь (0,71…1,06), а низкие значения – с января по апрель (0,54…0,67).

Коэффициент сезонности по времени восстановления определяется по формуле:

$$k_{\text{ГТ}j} = \frac{12 \cdot t_{\text{в мес } j}}{\Sigma t_{\text{в}}}, \quad (4)$$

где $t_{\text{в мес } j}$ – суммарное время восстановления после отключений в *j*-том анализируемом месяце по статистическим данным, ч; $\Sigma t_{\text{в}}$ – суммарное время восстановления после отключений в течение года по статистическим данным, ч.

Коэффициенты сезонности по времени восстановления $(k_{\text{ГТ}j})$ для ВЛ 0,4 кВ по месяцам за период 2018-2023 гг. с учетом причин приведены в таблице 3.

Значения коэффициентов сезонности по времени восстановления с учетом всех причин отключений $(k_{\text{ГТ}j\text{общ}})$ определялись для каждого месяца года как среднеарифметическое значение коэффициентов сезонности по времени восстановления, определенных для всех причин, приведенных в таблице 3.

Таблица 2

Коэффициент сезонности по потоку отказов ($k_{\Gamma\omega j}$) для ВЛИ 0,4 кВ за период 2018-2023 гг.

Table 2

Seasonality coefficient by the failure flow ($k_{\Gamma\omega j}$) for 0.4 kV overhead power lines for the period 2018-2023

Причина отключения	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Потребитель	0,58	0,6	0,56	0,58	1,13	1,6	1,76	1,46	0,90	1,20	0,77	0,85
Перегорание предохранителя	0,41	0,38	0,57	0,55	1,18	2,00	2,00	1,19	0,94	0,98	0,70	1,04
Не выявлено	0,50	0,48	1,22	1,04	1,33	0,93	1,25	1,20	0,60	1,15	0,88	1,40
Схлестывание проводов	0,77	0,56	0,77	0,70	1,45	1,70	2,10	0,83	0,92	0,73	0,60	0,88
Обрыв провода	0,40	0,88	0,68	0,63	1,08	2,21	2,11	1,60	1,08	0,65	0,30	0,40
Падение деревьев, веток	0,38	0,48	0,62	1,55	1,30	2,40	1,97	1,17	1,00	0,27	0,24	0,59
Гололедно-ветровые нагрузки, ветер, гололед	0,47	0,90	0,58	0,61	0,76	1,19	1,12	1,33	0,61	1,62	1,22	1,58
Перекрытие проводов по стороннему предмету	0,31	0,24	0,39	0,55	0,79	2,76	2,45	1,34	0,87	1,10	0,31	0,87
Атмосферные перенапряжения /гроза	0,30	0,12	0,12	0,42	0,54	1,87	1,04	2,71	0,96	0,60	0	0,30
Повреждение проводов и опор техникой	1,00	0,25	0,25	0	0,25	0,25	0,75	6,75	1,25	0,25	0,75	0,25
Внутреннее повреждение автоматического выключателя	1,76	0	1,06	0,70	1,40	1,40	1,40	1,40	0,35	0,70	0,35	1,40
Падение опоры	0	0,37	1,50	2,63	2,63	1,50	1,50	0,75	0	0,75	0,37	0
Пробой изолятора	0,52	0	0,52	1,04	1,04	1,56	1,04	0,52	0,52	1,04	1,56	2,61
Окисление контактных соединений	1,26	5,05	0,63	0	1,26	0,63	1,26	1,26	0	0	0	0,63
Превышение стрелы провеса	3,27	1,09	0	0	0	3,27	3,27	0	0	1,09	0	0
Деятельность сторонних лиц	0	0	0	0	1,50	3	0	1,50	1,50	0	1,50	3,00
Деятельность животных и птиц	0	0	0	5,14	0	0	0	1,71	1,71	1,71	1,71	0
Пожар	2,00	0	0	2,00	4,00	0	2,00	0	0	0	2,00	0
Ремонт трансформатора	0	0	0	6,00	0	0	6,00	0	0	0	0	0
$k_{\Gamma j\text{общ}}$ (средний с учетом всех причин)	0,54	0,58	0,63	0,67	1,15	1,65	1,83	1,40	0,88	1,06	0,71	0,90

Таблица 3

Коэффициент сезонности по времени восстановления ($k_{ГТj}$) для ВЛИ 0,4 кВ за период 2018-2023 гг.

Table 3

Seasonality coefficient by the restoration time, ($k_{ГТj}$), for 0.4 kV overhead power lines for the period 2018-2023

Причина отключения	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Потребитель	0,43	0,56	0,57	0,62	1,33	1,94	1,86	1,41	0,93	1,08	0,66	0,61
Перегорание предохранителя	0,46	0,37	0,63	0,68	1,10	2,00	1,98	1,00	0,86	0,84	0,81	1,07
Не выявлено	0,46	0,44	1,31	1,07	1,36	1,27	1,64	1,24	0,74	1,10	0,54	0,83
Схлестывание проводов	0,61	0,47	0,85	0,48	1,59	1,59	2,19	1,49	0,87	0,56	0,44	0,85
Обрыв провода	0,29	0,70	0,49	0,48	1,20	2,28	2,68	1,48	0,85	1,00	0,13	0,41
Падение деревьев, веток	0,28	0,49	0,48	1,62	1,45	2,60	2,09	1,02	0,92	0,29	0,18	0,58
Гололедно-ветровые нагрузки, ветер, гололед	0,50	0,50	0,33	4,62	0,47	0,90	0,90	0,81	0,33	1,20	0,59	0,84
Перекрытие проводов по стороннему предмету	0,09	0,49	0,25	0,36	0,02	3,54	2,60	1,36	1,45	0,67	0,42	0,75
Атмосферные перенапряжения /гроза	0,83	0,15	0,11	0,47	1,39	1,26	5,10	1,50	0,89	0,24	0	0,04
Повреждение проводов и опор техникой	1,63	0,30	0,32	0	0,61	0,32	1,54	0,32	5,14	0,37	0,87	0,57
Внутреннее повреждение автоматического выключателя	1,40	0	0,98	1,22	0,39	0,18	4,33	0,88	0,65	0,29	0,19	1,38
Падение опоры	0	0,43	1,10	1,85	2,60	3,02	1,25	0,64	0	0,73	0,37	0
Пробой изолятора	0,09	0	0,32	0,32	1,46	1,68	0,47	0,12	0,19	0,61	2,12	4,6
Окисление контактных соединений	0,97	3,66	0,44	0	1,82	1,29	0,57	1,29	0	0	0	1,96
Превышение стрелы провеса	4,51	0,48	0	0	0	3,62	0,03	0	0	1,36	0	0
Деятельность сторонних лиц	0	0	0	0	3,64	1,63	0	0,84	2,60	0	1,04	2,25
Деятельность животных и птиц	0	0	0	4,40	0	0	0	0,53	2,66	3,44	0,97	0
Пожар	0,02	0	0	0,55	8,00	0	1,34	0	0	0	2,09	0
Ремонт трансформатора	0	0	0	5,55	0	0	6,45	0	0	0	0	0
$k_{ГТjобщ}$ (средний с учетом всех причин)	0,44	0,52	0,62	0,85	1,27	1,92	2,03	1,30	0,88	0,90	0,54	0,71

Продолжительность перерывов электроснабжения по общему показателю (по сумме всех причин) плавно растет с начала года, максимальный пик достигается в июле (рост происходит более чем в 4,5 раза по отношению к январю), затем начинается спад. Большинство причин имеет повышенные коэффициенты сезонности как по потоку отказов, так и по времени восстановления в летние месяцы. При этом ряд причин характерен и для зимних месяцев, имея в это время повышенные коэффициенты сезонности по времени восстановления. К таким причинам относятся повреждение проводов и опор техникой, превышение габарита стрелы провеса, пожар. В данном случае представляется, что превышение стрелы провеса – не вполне корректно указанная в журналах причина. Скорее в зимние месяцы снижается габарит линии ввиду образования снежного покрова на земле и дороге. Это усложняет быстрое восстановление линий. Очевидно, с этим же связано и повышенное значение коэффициентов сезонности по времени восстановления зимой по причине повреждения проводов и опор техникой. Коэффициенты сезонности по потоку отказов для указанных причин имеют большие значения в летне-осенний период.

Повышенные значения коэффициентов сезонности по потоку отказов и по времени восстановления связаны отчасти и с тем, что наиболее интенсивные кампании по ремонту оборудования сетей проводятся в осенний период, так как электросетевые компании получают соответствующие паспорта готовности к осенне-зимнему периоду. После прохождения этого периода состояние сетей ухудшается, что наряду с такими сезонными факторами, как грозовая активности и ветер, отражается на повышении их аварийности весной и летом. Следовательно, электросетевым компаниям необходимо осуществлять подготовку и к весенне-летнему периоду, осуществляя ремонт оборудования сетей в весенний период.

Приведенные в таблицах 2 и 3 значения коэффициентов сезонности по потоку отказов и по времени восстановления позволяют определить расчетное количество часов перерыва от аварий на каждом участке сети на заданный сезон и вероятность безотказной работы участков сети в течение заданного сезона.

Для этого в формулу (1) подставляются коэффициенты $k_{\Gamma\omega j\text{общ}}$, $k_{\text{ГТ}j\text{общ}}$, являющиеся средними коэффициентами сезонности по потоку отказов и по времени восстановления, соответственно, с учетом всех причин отключений. В случае необходимости определения показателей надежности, связанных с конкретными причинами отключений, в формулу (1) подставляются коэффициенты из таблиц 2 и 3, характерные для данной причины. С учетом полученного количества часов перерыва от аварий на каждом участке сети определяется значение вероятности безотказной работы из формулы (2). Нюансом расчета по причинам отключений является то, что и значение потока отказов (ω_{0i}) в формуле (1) необходимо принимать как не общее, а связанное с рассматриваемой конкретной причиной отключений.

Приведенные в таблицах 2 и 3 значения коэффициентов сезонности по потоку отказов и по времени восстановления справедливы для исследуемых сетей Орловской области. В целях определения их значений для других регионов необходимо провести соответствующий анализ статистической информации по потоку отказов и времени восстановления в сетях данных районов.

Учет сезонности и причин отключений в электрических сетях при расчете показателей надежности – таких, как расчетное количество часов перерыва от аварий на каждом участке сети на заданный сезон и вероятность безотказной работы участков сети в течение заданного сезона, позволяет более точно определять и ущерб от отключений, так как значение ущерба зависит от сезона года. Например, больше ущерба сахарному заводу приносит отключение в осенние месяцы, так как наибольшие объемы производства таких заводов наблюдаются именно в это время.

Учет сезонности и причин отключений позволяет подобрать превентивные мероприятия по повышению надежности электроснабжения. Такими мероприятиями могут быть, например, своевременная вырубка трасс линий электропередачи в тех районах, где основными причинами являются падение веток, деревьев, оснащение линий средствами секционирования и резервирования, средствами мониторинга, в том числе с применением беспилотных летательных аппаратов, для оперативного выявления рисков повреждений, поврежденных участков сети, и в итоге – для снижения времени восстановления электроснабжения.

Выводы

1. Анализ журналов отключений в сельских электрических сетях показал отсутствие единообразия заполнения графы причины отключений. Рекомендуется разработать и применять в электросетевых компаниях единый классификатор аварийных причин для низковольтных сетей, контролировать корректное заполнение журнала отключений на основании данных за прошедший год и проводить корректировку коэффициентов сезонности по потоку отказов и по времени восстановления.

2. На значения коэффициентов сезонности по потоку отказов и времени восстановления влияют фактическое состояние электрических сетей, проведенные ремонты и реконструкции, объем анализируемой информации по потокам отказов и времени восстановления электроснабжения (выборка).

3. Коэффициенты сезонности как по потоку отказов, так и по времени восстановления, с учетом всех причин отключений имеют максимальные значения в летне-осенний период. Большинство причин имеет повышенные коэффициенты сезонности по потоку отказов и времени восстановления также в летние месяцы. Следовательно, электросетевым компаниям необходимо осуществлять подготовку к весенне-летнему периоду, выполняя анализ состояния и ремонт оборудования сетей весной.

Список источников

1. Морозова Н.С. Исследование возможности аналитических систем для анализа и прогнозирования сезонной неравномерности электропотребления предприятий // Актуальные вопросы энергетики. 2020. Т. 2, № 1. С. 5-10. EDN: JILYOQ

2. Абдурахманов А.М., Володин М.В., Зыбин Е.Ю., Рябченко В.Н. Методы прогнозирования электропотребления в распределительных сетях (обзор) // Электротехника: Сетевой электронный научный журнал. 2016. Т. 3, № 1. С. 3-23. EDN: VOXROF

3. Соловьева И.А., Дзюба А.П. Управление спросом на электроэнергию в России: состояние и перспективы // Вестник Самарского государственного экономического университета, 2017. № 3 (149). С. 53-62. EDN: YJTXIB

4. Непомнящий В.А. Оптимизация надежности Крымской энергосистемы на период до 2025 года при ее

References

1. Morozova N.S. Research of possibility of analytical systems for analysis and forecasting of seasonal change of electrical consumption of enterprises. *Aktualnye Voprosy Energetiki*. 2020;2(1):5-10. (In Russ.)

2. Abdurakhmanov A.M., Volodin M.V., Zybin E.Yu., Ryabchenko V.N. Forecasting methods in electricity distribution networks (review). *Elektrotekhnika*: *Setevoy Nauchniy Zhurnal*. 2016;3(1):3-23. (In Russ.)

3. Solovieva I.A., Dzyuba A.P. Electricity demand management in Russia: current state and prospects. *Vestnik of Samara State University of Economics*. 2017;3:53-62. (In Russ.)

4. Nepomnyashchiy V.A. Optimization of the reliability of the Crimean energy system for the period up to 2025 when connecting it to the IPS of the South. *Energoexpert*. 2018;2:10-24. (In Russ.)

присоединении к ОЭС Юга // Энергоэксперт. 2018. № 2 (66). С. 10-24. EDN: MGTPCX

5. Виноградов А.В., Шабаев М.М, Юдкин Р.С. Некоторые статистические данные о составе распределительных электрических сетей на примере Кондровского РЭС // Энерго- и ресурсосбережение – XXI век: Материалы XVII Международной научно-практической конференции, Орёл, 2-4 декабря 2019 г. Орёл: ОГУ имени И.С. Тургенева, 2019. С. 196-201. EDN: MLBAJQ

6. Комаров М.Ю. Оценка технического состояния и уровня эксплуатации оборудования предприятий распределительного комплекса Дальневосточного региона на основе статистического анализа отключений энергетического оборудования // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: Сборник трудов Седьмой Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, Благовещенск, 4-6 июня 2013 г. Благовещенск: Амурский государственный университет, 2013. С. 318-322. EDN: SAJQVP

7. Большев В.Е., Виноградова А.В. Анализ влияния параметров ЛЭП 110 кВ на вероятность их отказов // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. 2024. Т. 17, № 6. С. 758-776. EDN: FFDERV

8. Сбитнев Е.А., Жужин М.С. Анализ аварийности сельских электрических сетей 0,38 кВ нижегородской энергосистемы // Вестник НГИЭИ. 2020. № 11 (114). С. 36-47. EDN: KEJHDX

9. Наумов И.В., Полковская М.Н. Анализ работы электрических сетей Облкоммунэнерго Иркутской области в 2019 году // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. 2021. № 5 (199). С. 118-126. EDN: NUWCDT

10. Васильева Т.Н., Лопатин Е.И. Анализ причин отказов электрического оборудования распределительных сетей 0,38…10 кВ // Вестник Рязанского государственного агротехнологического университета им. П.А. Костычева. 2011. № 3 (11). С. 64-66. EDN: OFSKQV

11. Breido I., Kaverin V., Ivanov V. Telemetric monitoring insulation condition of high voltage overhead power lines // Автоматика. Информатика. 2019. № 2 (45). С. 48-57. EDN: HIHHUZ

12. Белов С.И., Петров П.С. Прогнозирование внезапных отключений в электрических сетях 35-220 кВ на ближайший год // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2018. № 6. С. 53-58. EDN: SAHRMT

13. Виноградова А.В., Виноградов А.В. Анализ плановых и аварийных отключений в сельских электрических сетях 0,4 кВ // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. 2024. Т. 71, № 3. С. 44-51. EDN: VRFTOI

14. Виноградова А.В., Виноградов А.В. Методика расчета показателей надежности электроснабжения с учетом сезонности // Техника и оборудование для села. 2023. № 6 (312). С. 39-44. EDN: KWTQWK

5. Vinogradov A.V., Shabaev M.M., Yudkin R.S. Some statistical data on the composition of distribution electric networks on the example of Kondrovsky RES. *Energo i resursosberezhenie – XXI vek*: *Proceedings of the XVII International scientific and practical conference*, Orel, December 02-04, 2019. Orel: Orel State University named after I.S. Turgenev, 2019. Pp. 196-201. (In Russ.)

6. Komarov M.Yu. Assessing the technical condition and performance level of the equipment of distribution complex enterprises operating in the Far Eastern region based on the statistical analysis of power equipment outages. *Energetika*: *Upravleniye, Kachestvo i Effektivnost Ispolzovaniya Energoresursov*: proceedings of the 7th All-Russian scientific and technical conference with international participation, Blagoveshchensk, June 4-6, 2013. Amur State University. Blagoveshchensk: Amur State University, 2013. Pp. 318-322. (In Russ.)

7. Bolshev V.E., Vinogradova A.V. Analysis of the influence of 110 kV power line parameters on the probability of their failures. *Journal of Siberian Federal University. Engineering and Technologies*. 2024:17(6):758-776. (In Russ.)

8. Sbitnev E.A., Zhuzhin M.S. Accident rate analysis of rural electric networks 0.38 kV of the Nizhny Novgorod power system. *Vestnik NGIEI*. 2020;11:36-47. (In Russ.)

9. Naumov I.V., Polkovskaya M.N. The analysis of the operation of electric networks of the Oblkommunenergo of the Irkutsk region in 2019. *Vestnik Altaiskogo Gosudarstvennogo Agrarnogo Universiteta*. 2021;5:118-126. (In Russ.)

10. Vasilyeva T.N., Lopatin E.I. The analysis of causes of failures of the electric equipment of distributive networks 0,38…10 kV. *Bulletin of the Ryazan State Agrotechnological University named after P.A. Kostychev*. 2011;3:64-66. (In Russ.)

11. Breido I., Kaverin V., Ivanov V. Telemetric monitoring insulation condition of high voltage overhead power lines. *Automation. Informatics*. 2019;2:48-57.

12. Belov S.I., Petrov P.S. The prediction of sudden outages in electrical networks 35-220 kV for the coming year. *Electrooborudovanie*: *Ekspluatatsiya i Remont*. 2018;6:53-58. (In Russ.)

13. Vinogradova A.V., Vinogradov A.V. Analysis of planned and emergency outages in rural electrical grids 0.4 kV. *Electrical Engineering and Electrical Equipment in Agriculture.* 2024;71(3):44-51. (In Russ.)

14. Vinogradova A.V., Vinogradov A.V. Methodology for calculating indicators of reliability of power supply, taking into account seasonality. *Machinery and Equipment for Rural Area*. 2023;6:39-44. (In Russ.)

Информация об авторе

[1,2] **Виноградова Алина Васильевна,** канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник; alinawin@rambler.ru; https://orcid.org/0000-0002-8935-7086; SPIN-код: 8836-8684, AuthorID: 717846

[1] Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ; 109428, Российская Федерация, г. Москва, 1-й Институтский проезд, д. 5

[2] Орловский государственный аграрный университет имени Н.В. Парахина; 302019, Российская Федерация, г. Орёл, Генерала Родина ул., д. 69

Author Information

Alina V. Vinogradova[1,2], CSc (Eng), Lead Research Engineer; alinawin@rambler.ru; https://orcid.org/0000-0002-8935-7086

[1] Federal Scientific Agroengineering Center VIM; 1st Institutsky Proezd Str., 5, Moscow, 109428, Russia

[2] Orel State Agrarian University named after N.V. Parakhin; Generala Rodina Str., 69, Orel, 302019, Russia

Статья поступила 22.10.2024, после рецензирования и доработки 17.03.2025; принята к публикации 18.03.2025

Received 22.10.2024; Revised 17.03.2025; Accepted 18.03.2025