



2.4.3. Электроэнергетика

Научная статья

УДК 621.311.001.57

<https://doi.org/10.37493/2307-907X.2025.4.2>

МОДЕЛЬ КОРРЕКТИРУЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТОВ НА ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЙ ПРОЦЕСС В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Юрий Анатольевич Секретарев¹, Денис Анатольевич Меняйкин²,
Андрей Андреевич Горшунов^{3*}

^{1,3} Новосибирский государственный технический университет (д. 20, пр. К. Маркса, Новосибирск, 630073, Российская Федерация)

² Региональные электрические сети, филиал «Новосибирские городские электрические сети» (д. 16А, ул. Якушева, Новосибирск, 630102 Российская Федерация)

¹ sekretarevua@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7908-9586>

² denmen1305@mail.ru

³ 98sever@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-4592-9580>

* Автор, ответственный за переписку

Аннотация. Введение. В работе предлагается модель оценки эффективности проведения технического обслуживания и ремонтов (ТОиР), базирующаяся на расчетах надежности системы электроснабжения (СЭС) после проведения восстановительных работ (ремонтов) с учетом математического ожидания ущерба от недоотпуска электроэнергии у потребителей. Так как ущерб является локальной характеристикой последствия возникшего отказа (неисправности, аварии), то он привязан к конкретному потребителю или группе потребителей, т. е. к определенному объекту. В качестве таких объектов выступают или подстанции, или крупные потребители. **Цель.** Для проверки работоспособности модели провести расчеты по оценке влияния на надежность электроснабжения. **Материалы и методы.** Для того чтобы проверить работоспособность предложенной модели с ее помощью были проведены расчеты по оценке влияния на надежность электроснабжения участка Южного филиала городских электрических сетей г. Новосибирска. В него вошли две подстанции и три наиболее крупных потребителя юго-восточной части Центрального и части Октябрьского районов города Новосибирска. **Результаты и обсуждение.** Были проведены расчеты надежности СЭС до и после проведения ремонтно-восстановительных работ. С учетом выделенных средств на ремонт уровень надежности может быть повышен на 1 % у выбранных потребителей за различные временные сроки. **Заключение.** Было показано в цифрах, что в СЭС с изношенным оборудованием восстановление надежности требует как более частого ремонтного обслуживания, так и увеличенных ремонтных издержек. Так как данные результаты получены расчетным путем и обладают объективными количественными характеристиками, то может быть эффективно решена задача о дозировках корректирующих воздействий на различных объектах СЭС.

Ключевые слова: надежность систем электроснабжения, математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителей, ремонтно-восстановительный процесс, изношенность оборудования, затраты на ремонт

Для цитирования: Секретарев Ю. А., Меняйкин Д. А., Горшунов А. А. Модель корректирующих воздействий технического обслуживания и ремонтов на восстановительный процесс в системах электроснабжения // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. 2025. № 4(109). С. 18–26. <https://doi.org/10.37493/2307-907X.2025.4.2>

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 03.06.2025;

одобрена после рецензирования 03.07.2025;

принята к публикации 10.07.2025.

Research article

A MODEL OF CORRECTIVE EFFECTS OF MAINTENANCE AND REPAIRS ON THE RESTORATION PROCESS IN POWER SUPPLY SYSTEMS

Yuri A. Sekretarev¹, Denis A. Menyakin², Andrei A. Gorshunov^{3*}

^{1,3} Novosibirsk State Technical University (20, K. Marks str., Novosibirsk, 630073, Russian Federation)

² Regional electric networks, branch of Novosibirsk City Electric Networks (16A, Yakusheva str., Novosibirsk, 630102 Russian Federation)

¹ sekretarevua@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7908-9586>

² denmen1305@mail.ru

³ 98sever@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-4592-9580>

* Corresponding author

Abstract. Introduction. The paper proposes a model for evaluating the effectiveness of maintenance and repairs, based on calculations of the reliability of the power supply system (PSS) after restoration work (repairs), taking into account the mathematical expectation of damage from under-supply of electricity to consumers. Since damage is a local characteristic of the consequences of a failure (malfunction, accident), it is tied to a specific consumer or group of consumers, i.e. to a specific object. These facilities are either substations or large consumers. **Goal.** The study aims to verify the operability of the model, calculations were carried out to assess the impact on the reliability of the power supply. **Materials and methods.** In order

to verify the operability of the proposed model, calculations were carried out to assess the impact on the reliability of the power supply of the Southern Branch of the Novosibirsk City electric grid. It includes two substations and three of the largest consumers. **Results and discussion.** Calculations of the reliability of the PSS were carried out before and after the repair and restoration work. Taking into account the allocated funds for repairs, the reliability level can be increased by 1% for selected consumers over various time periods. **Conclusion.** It was shown in figures that in PSS with worn-out equipment, restoring reliability requires both more frequent maintenance and increased repair costs. Since these results were obtained by calculation and have objective quantitative characteristics, the problem of dosages of corrective actions at various PSS facilities can be effectively solved.

Keywords: reliability of power supply systems, mathematical expectation of damage from under-supply of electricity by consumers, repair and restoration process, equipment deterioration, repair costs

For citation: Sekretarev YA, Menyakin DA, Gorshunov AA. Model of corrective effects of maintenance and repairs on the restoration process in power supply systems. Newsletter of North-Caucasus Federal University. 2025;4(109):18-26. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2307-907X.2025.4.2>

Conflict of interest: the authors declare no conflicts of interests.

The article was submitted 03.06.2025;

approved after reviewing 03.07.2025;

accepted for publication 10.07.2025.

Введение / Introduction. Как известно, элементы оборудования систем электроснабжения относятся к классу восстанавливаемых элементов, т. е. обладают свойством ремонтпригодности. В связи с этим восстановительный процесс их работоспособности непосредственно определяется качеством системы технического обслуживания и ремонтов (ТОиР).

Одной из признанных стратегий ТОиР является стратегия профилактики. Согласно этой стратегии предотвращение аварийных отказов ЭО достигается путем проведения профилактических мероприятий, направленных на устранение критических повреждений (дефектов) и поддержания работоспособного состояния [1].

Известны несколько модификаций стратегии ТОиР:

- 1) по факту отказа (Run-to-Failure – *RTF*);
- 2) по фиксированной периодичности или наработке, ППП (Time Based Maintenance – *TBM*);
- 3) по техническому состоянию, ТС (Condition Based Maintenance – *CBM*);
- 4) по надежности (Reliability Centered Maintenance – *RCM*);
- 5) по оценке прогнозируемых рисков, РОП (Risk Based Maintenance – *RBM*).

Указанные стратегии ТОиР различают по целям и способам их достижения, кроме того, по степени использования результатов диагностирования ЭО и информации о надежности электрической сети [2–5].

Корректирующие воздействия на оборудование СЭС в рамках комплекса ТОиР являются одним из ключевых средств поддержания и восстановления работоспособности оборудования, обеспечения надежности функционирования СЭС.

В работе предлагается способ оценки эффективности проведения ТОиР, основанный на модификации стратегии по надежности (Reliability Centered Maintenance – *RCM*).

Материалы и методы исследований / Materials and methods of research. Рассмотрим модель оценки надежности системы электроснабжения после проведения восстановительных работ (ремонтов) на основе расчета математического ожидания ущерба.

Известно, что последствия отказа элемента или системы элементов оцениваются величиной ущерба, который наносится произошедшим отказом. Так как отказ случаен, то также случайно и значение последовавшего за этим отказом ущерба. Поэтому рассчитывается величина математического ожидания ущерба [6–9].

Для того чтобы рассчитать значение математического ожидания ущерба от недоотпуска электроэнергии, необходимо определить количество недоотпущенной энергии у потребителя. В свою очередь, недоотпуск электроэнергии может быть рассчитан только тогда, когда известна вероятность отказа элементов или системы элементов.

Следует подчеркнуть, что ущерб является локальной характеристикой последствия возникшего отказа (неисправности, аварии), так как он привязан к конкретному потребителю или группе потребителей, т. е. к определенному объекту. Обычно в качестве таких объектов выступают или подстанции, или крупные потребители.

Начальный этап предполагает определение исходной информации, необходимой для работы данной модели.

1. Электрическая схема питания расчетного объекта.

2. Основные показатели надежности элементов, из которых состоит схема питания. К ним относятся параметр потока отказов ω_i (1/год) и время восстановления T_{Bi} (час или год) для каждого элемента.

Нужно отметить, что наиболее ценными являются значения показателей, которые получены системой мониторинга на основе статистических данных непосредственно по тем элементам, которые входят в рассматриваемую систему электроснабжения. Именно они дают возможность оценить фактический уровень надежности, которые необходимо восстановить с помощью ТОиР. Если такая возможность отсутствует, то значения этих показателей могут быть получены как справочные данные. При этом нужно учитывать, что они приводятся для периода нормальной эксплуатации [10].

3. Годовое потребление электроэнергии для выбранного объекта $W_{\text{год}}$ (кВт/час).

4. Стоимость проводимого ремонта I_P (тыс. руб.). Эта стоимость может быть определена как средняя арифметическая предыдущих ремонтов или как прогнозное значение.

5. Значение удельного ущерба y_0 (руб/кВтч)

Алгоритм расчета

1. Рассчитывается надежность электроснабжения выбранного объекта в соответствии с электрической схемой. Расчет осуществляется на основе метода блок-схем, суть которого детально изложена в [11]. Результатом расчета, основанного на сворачивании блок-схем по надежности, являются значения ω и T_B для рассматриваемого объекта.

2. Определяется начальная вероятность безотказной работы схемы электроснабжения:

$$P = e^{-\omega t}, \quad (1)$$

где $t = 1$, т. е. в начале первого года эксплуатации.

3. Задается временной ряд по годам эксплуатации, например, от 1 года до 10 ($t = 1, 2, \dots, 10$). Для них рассчитываются вероятности безотказной работы по (1) и получают ряд вероятностей:

$$P_1, P_2, \dots, P_{10} \quad (2)$$

4. Рассчитывается математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии для каждого года эксплуатации без учета проведения восстановительных работ на выбранном объекте $Y_1, Y_2, \dots, Y_{10}$, используя выражение

$$Y_i = y_0 W_{\text{год}} (1 - P_i), \quad (3)$$

где i – индекс года эксплуатации объекта, $(1 - P_i) = Q_i$ – вероятность отказа рассматриваемого объекта, y_0 – удельный ущерб.

5. Рассчитывается сниженное значение ущерба за счет проведения ремонта по годам эксплуатации:

$$Y_{\Phi i} = Y_i - I_P. \quad (4)$$

6. Рассчитывается вероятность отказа объекта с учетом проведения ремонтно-восстановительных работ по годам эксплуатации:

$$Q_{\Phi i} = Y_{\Phi i} / (y_0 W_{\text{год}}). \quad (5)$$

7. Определяем вероятность безотказной работы объекта с учетом проведенных ремонтов по годам эксплуатации:

$$P_{\Phi i} = 1 - Q_{\Phi i}. \quad (6)$$

8. Полученная вероятность будет превышать исходную вероятность.

9. Если сравнить $P_{\Phi i}$ с желаемым или заданным уровнем надежности электроснабжения, то можно указать временной период, на котором нужно увеличивать затраты, связанные с процессом восстановления (ремонтами). Чаще всего это будет означать уменьшение периода между капитальными ремонтами, проводимыми на объекте.

Результаты исследований и их обсуждение / Research results and their discussion. Для того чтобы проверить работоспособность предложенной модели, с ее помощью были проведены расчеты по оценке влияния проводимых ремонтно-восстановительных работ на надежность электроснабжения конкретных объектов.

В качестве таких объектов была взята схема участка Южного филиала городских электрических сетей г. Новосибирска. Выбранный участок схемы Южных сетей получает питание от подстанции «Тепловая» и РП-1465, РП 1187, запитанных, в свою очередь, от подстанции «Театральная».

Рассмотрено три наиболее крупных потребителя, а именно:

Потребитель № 1 – «Пенсионный фонд РФ» с максимальной нагрузкой 2016 кВт и годовой выработкой 10,483 млн кВтч

Потребитель № 2 – «Институт Промэнергопроект» с максимальной нагрузкой 1007 кВт и годовой выработкой 5,236 млн кВтч

Потребитель № 3 – «ЦТП 59/2» с максимальной нагрузкой 1005 кВт. Годовая выработка составляет 5,226 млн кВтч.

Среднегодовая мощность подстанции «Тепловая» составляет 24,85 мВт, а подстанции «Театральная» – 16,5 мВт. Суммарная мощность равна 41,35 мВт. Среднегодовая суммарная нагрузка вышеуказанных потребителей равна 4,028 мВт, что составляет примерно 10 % от суммарной мощности питания.

Также следует отметить, что примерно 90 % в общем балансе мощности потребителей составляет коммунально-бытовая нагрузка. Таким образом, для оценки удельного ущерба можно принять величину тарифа в данном регионе, т. е. $y_0 = T_3 = 3,66$ руб./кВтч.

Осредненная за ряд лет стоимость ежегодно проводимых ремонтов на подстанциях «Тепловая» и «Театральная» составляет 7 млн руб. С точки зрения системы ТОиР такие ремонты можно отнести к категории «ремонтов по состоянию». Частота проведения планово-предупредительных ремонтов (ППР) установлена равной 8 годам. Ремонтные затраты потребителей составляют по 350 тысяч рублей для каждого.

На рис. 1 показана принципиальная схема выбранного для расчета участка сети, включая вышеуказанных потребителей. Для проведения расчетов по определению надежности электроснабжения вышеуказанных потребителей показатели надежности элементов схемы получены в виде справочных данных из РД 34.20.574.

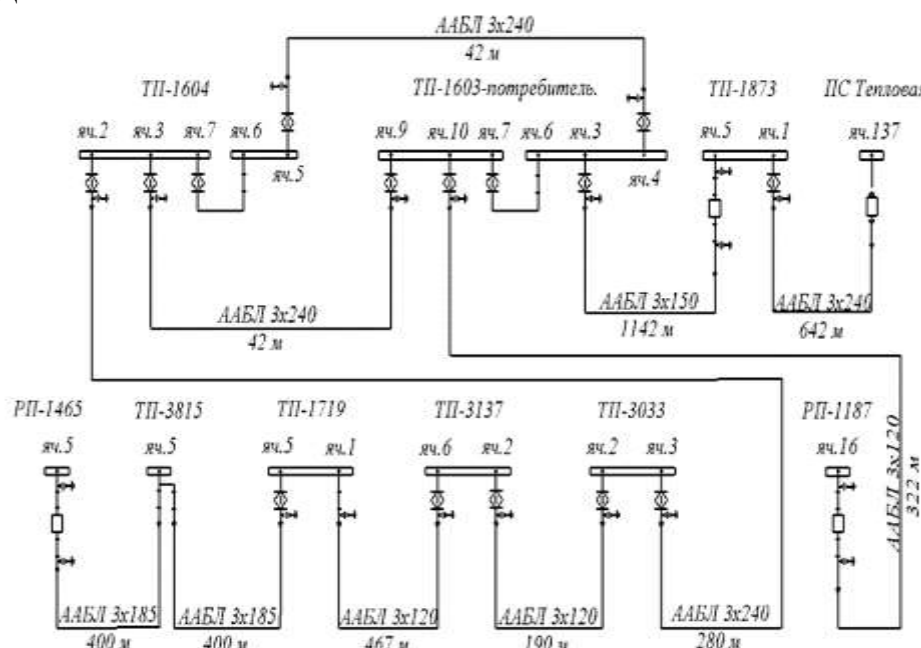


Рис. 1. Схема расчетного участка Южного района электрических сетей /
Fig. 1. Scheme of the calculated section of the Southern district of electric networks

*Источник: составлено авторами / Source: compiled by authors

Расчет надежности ведется путем преобразования исходной блок-схемы по надежности на основе последовательно и параллельно соединенных элементов [10, 11]. Для расчета основных показателей надежности ω и T_B используются следующие формулы:

- для элементов, соединенных последовательно – (7) и (8):

$$\omega = \sum_{i=1}^n \omega_i \quad (7)$$

$$T_B = \frac{1}{\omega} \sum_{i=1}^n \omega_i T_{Bi} \quad (8)$$

- для резервирующих элементов – (9) и (10):

$$\omega = \omega_1 \omega_2 \frac{T_{B2}}{T_{B1}} + \omega_2 \omega_1 \frac{T_{B1}}{T_{B1}} \quad (9)$$

$$T_B = \frac{T_{B1} T_{B2}}{T_{B1} + T_{B2}} \quad (10)$$

Блок-схема расчета на примере потребителя «Пенсионный фонд РФ» приведена на рисунке 2.

Определим начальную вероятность безотказной работы электроснабжения этого потребителя по (1), учитывая, что $t = 1$:

$$P = e^{-0,0066} = 0,9934.$$

Далее в соответствии с вышеизложенным алгоритмом рассчитываем необходимые числовые характеристики по (2)–(5). Для остальных потребителей расчет надежности проводился аналогичным образом.

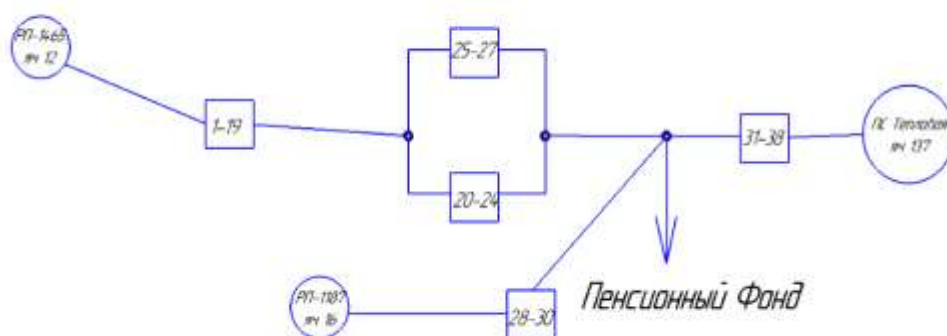


Рис. 2. Первый шаг расчета показателей надежности потребителя «Пенсионный фонд РФ» / Fig. 2. The first step in calculating consumer reliability indicators "Pension Fund of the Russian Federation"

*Источник: составлено авторами / Source: compiled by authors

Результаты расчетов по потребителю ПЕНСИОННЫЙ ФОНД приведены в таблице 1. Аналогичные расчеты были проведены для остальных потребителей.

Таблица 1 / Table 1

Изменение показателей надежности электроснабжения потребителя ПЕНСИОННЫЙ ФОНД от проведения ремонтов по состоянию / Changes in the reliability indicators of the consumer's electricity supply to the PENSION FUND from carrying out repairs according to the state

Продолжительность эксплуатации, t (год)	Интенсивность отказов, $\lambda = \frac{\omega}{t}$ (о.е.)	Вероятность безотказной работы, P (о.е.)	Вероятность отказа, Q (о.е.)	Ущерб без учета проведения ремонтных работ (тыс. руб.)	Ущерб с учетом проведения ремонтных работ (тыс. руб.)	Фактическая вероятность безотказной работы, P (о.е.)	Фактическая вероятность отказа, Q (о.е.)
1	0,0066	0.9934	0.0066	253	-	0.9934	0.066
2	0.0132	0.987	0.013	500	150	0.992	0.008
3	0.0198	0.98	0.02	767	417	0.989	0.011
4	0.0264	0.974	0.026	1000	650	0.983	0.017
5	0.033	0.967	0.033	1300	950	0.975	0.025
6	0.0395	0.961	0.039	1500	1150	0.97	0.03
7	0.046	0.955	0.045	1720	1370	0.964	0.036
8	0.053	0.948	0.052	2000	1650	0.957	0.043
9	0.059	0.942	0.058	2230	1880	0.951	0.049
10	0.066	0.936	0.064	2460	2110	0.945	0.055

*Источник: составлено авторами / Source: compiled by the authors

Сформулируем основные положения, которые будут учитываться при проведении анализа изменения уровня надежности после проведения ремонтно-восстановительных работ полученных результатов.

1. Восстановительные процессы на объекте, осуществляемые посредством проведения различного вида ремонтов, служат для повышения его надежности и экономичности функционирования. При этом после проведения ремонтов (в том числе и ППР) уровень надежности не восстанавливается до уровня заводского. Это объясняется тем, что даже в период нормальной эксплуатации имеют место деградационные процессы, связанные со снижением надежности и экономичности параметров объекта [12, 13]. В период старения оборудования деградационные процессы усиливаются из-за повышенного износа оборудования. О влиянии дополнительного износа оборудования на эффективность ремонтно-восстановительных работ будет сказано ниже.

2. Ни в каких руководящих документах не установлена величина допустимого уровня надежности. Однако отнесение всех потребителей к различным уровням категоричности свидетельствует о том, что этот уровень может быть разным. Это действительно принципиально верно, хотя величины уровней надежности для различных категорий потребителей формально не указываются. Такая неопределенность дает основания самому потребителю устанавливать этот уровень и поддерживать его собственными экономическими, финансовыми и техническими ресурсами. Так как изучение данной задачи не входит в цели этой работы, то ограничимся тем, что зададим экспертно нижний допустимый уровень надежности в диапазоне $P_{\text{доп.}} = 0,85-0,9$.

Аналитическая оценка результатов, полученных при использовании предложенной модели.

1. Реальная стоимость, выделяемая на проведение ежегодных ремонтов по выбранным трем потребителям (текущий ремонт по состоянию), позволяет восстанавливать надежность на величину 1 % в год. Это следует из таблицы 1.

2. Из полученных результатов также следует, что если придерживаться допустимого диапазона надежности (0,85–0,9), полученного экспертным путем, то для потребителя № 1 ППР можно сдвинуть по времени эксплуатации на 22 года, к концу которого уровень надежности будет достигать величины 0,85. Таким образом, для данного потребителя имеет место реальный эффект от проведения ежегодных ремонтов по состоянию. Для потребителей № 2 и № 3 в конце 4-го года следует провести ППР, т. к. в противном случае надежность электроснабжения будет ниже допустимого диапазона из-за низкой эффективности ежегодных текущих ремонтов. Низкая эффективность определяется главным образом недостаточным объемом денежных средств.

3. Данные результаты полностью зависят от уровня начальной надежности, которая была рассчитана в соответствии с конкретной схемой электроснабжения и равнялась 0,9934 – для потребителя № 1, 0,9650 – для потребителя № 2 и 0,9590 – для потребителя № 3.

Следует отметить, что данные вероятности были получены в результате расчетов, когда в качестве показателей надежности всех элементов схемы сети были использованы их значения для стадии нормальной эксплуатации. Естественно, если бы начальные показатели надежности были другими, то значения надежности электроснабжения также отличались бы от приведенных в расчетах. Эти вероятности были получены, когда значения показателей надежности элементов, в частности параметр потока отказов, оборудования, соответствовали стадии их нормальной эксплуатации. Если эксплуатация осуществляется на изношенном и устаревшем оборудовании, то показатели надежности должны быть изменены. С этой целью был проведен аналогичные расчеты на примере потребителя № 2 с новыми параметрами, т. е. значения параметра потока отказов ω был увеличен в 5 раз [10]. Это повлияло на уровень начальной надежности электроснабжения потребителя № 1. Вместо значения 0,9934 этот уровень снизился до 0,967. Результаты новых расчетов приведены в табл.2.

Из сравнения результатов, показанных в таблицах 1 и 2, следует, что ППР следует проводить не через 8 лет, а уже в конце 5-го года.

Заключение / Conclusion.

1. Одной из основных стратегий ТОиР является стратегия профилактики. В соответствии с ней предотвращение аварийных отказов элемента оборудования достигается путем проведения профилактических мероприятий, направленных на устранение критических повреждений и дефектов для поддержания оборудования в работоспособном состоянии.

2. Существует несколько модификаций этой стратегии: по факту отказа оборудования; по фиксированной периодичности или наработке (ППР); по техническому состоянию; по надежности; по оценке возможных рисков (РОП).

Таблица 2 / Table 2

Изменение показателей надежности электроснабжения потребителя ПЕНСИОННЫЙ ФОНД от проведения ремонтов по состоянию на стадии износа оборудования / Changes in the reliability of the consumer's electricity supply to the PENSION FUND from repairs depending on the condition at the stage of equipment wear

Продолжительность эксплуатации, t (год)	Интенсивность отказов, ωt (о. е.)	Вероятность безотказной работы, P (о. е.)	Вероятность отказа, Q (о. е.)	Ущерб без учета проведения ремонтных работ (тыс. руб.)	Ущерб с учетом проведения ремонтных работ (т. руб.)	Фактическая вероятность безотказной работы, P (о. е.)	Фактическая вероятность отказа, Q (о. е.)
1	0.033	0.967	0.033	1270	-	0.967	0.033
2	0.066	0.936	0.064	2460	2110	0.945	0.055
3	0.099	0.906	0.094	3600	3250	0.915	0.085
4	0.132	0.876	0.124	4760	4410	0.885	0.115
5	0.165	0.848	0.152	5830	5480	0.857	0.143
6	0.198	0.82	0.18	6900	6550	0.829	0.171
7	0.231	0.802	0.198	7600	7250	0.811	0.189
8	0.264	0.768	0.232	8900	8550	0.777	0.223
9	0.27	0.74	0.26	10000	9650	0.748	0.252
10	0.33	0.72	0.28	10700	10350	0.73	0.27

*Источник: составлено авторами / Source: compiled by authors

3. В работе предлагается модель, с помощью которой осуществляется оценка надежности СЭС после проведения ремонтно-восстановительных работ на основе расчета математического ожидания ущерба от недоотпуска электрической энергии.

4. Проверка модели реализована для трех крупных потребителей. Показано, что выделяемая ремонтная составляющая издержек позволяет восстанавливать уровень надежности на всех объектах на 1 % в год.

5. Расчеты показали, что если придерживаться допустимого уровня надежности СЭС, равного 0,85, то для потребителя № 1 ППР можно сдвинуть по времени эксплуатации на 22 года. Для потребителей № 2 и № 3 в конце 4-го года следует провести ППР, т. к. в противном случае надежность электроснабжения будет ниже допустимого уровня из-за низкой эффективности ежегодных текущих ремонтов. Низкая эффективность определяется главным образом недостаточным объемом денежных средств.

6. Полученные результаты расчетов во многом зависят от уровня начальной надежности, которая была рассчитана в соответствии с конкретной схемой электроснабжения для периода нормальной эксплуатации энергетического оборудования: 0,9934 для потребителя № 1, 0,9650 для потребителя № 2, 0,9590 для потребителя № 3.

7. Были проведены аналогичные расчеты для потребителя № 2, но с другими показателями надежности, характерными для изношенного, устаревшего оборудования. При этом уровень начальной надежности электроснабжения потребителя № 1 снизился до значения, равного 0.967, а периодичность проведения ППР уменьшилась до 4 лет.

7. Расчеты показали работоспособность предложенной модели и ее эффективность для оценки уровня надежности. Результаты, полученные на примере реальных потребителей в конкретной системе электроснабжения, на наш взгляд, носят общий характер. Полученные тенденции влияния на уровень надежности периодичности и качества проведения ремонтно-восстановительных работ могут быть распространены на другие системы электроснабжения.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Овсянников А. Г. Стратегии ТОиР и диагностика оборудования // Новости электротехники. 2008. № 2. С. 140–142.
2. Секретарев Ю. А., Левин В. М. Выбор и принятия решений по управлению ремонтами энергооборудования в системах электроснабжения с монопотребителем // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. 2021. № 2(83). С. 17–25.
3. Секретарев Ю. А., Левин В. М. Риск-ориентированные модели управления ремонтом оборудования в системах электроснабжения с монопотребителем // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. 2021. № 14(1). С. 17–32.
4. Левин В. М., Секретарев Ю. А. Оценка влияния на надежность системы электроснабжения различного рода дефектов ее основных элементов // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 4(44). С. 55–63.
5. Секретарев Ю. А., Горшунов А. А., Меньякин Д. А. Моделирование технического состояния оборудования систем электроснабжения монопотребителей с учетом схемной надежности // Вести высших учебных заведений Черноземья. 2022. Т. 18. № 3(69). С. 3–14.
6. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: учебное пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2001. 256 с. (Серия «Учебники НГТУ»).
7. Непомнящий В. А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. М.: Изд. дом МЭИ, 2016. 188 с.
8. Китушин В. Г. Ущерб при перерывах электроснабжения и его оценка // Проектирование и эксплуатация энергетических систем и электрических сетей: труды ин-та «Энергосетьпроект». Вып. 16. М.: Энергия, 1979. С. 18–25.
9. Гук Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие для вузов. Л.: Энергоатомиздат, 1990. 208 с.
10. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем. М.: Энергия, 1974. 176 с.
11. Секретарев Ю. А. Надежность электроснабжения: учебное пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2010. 104 с.
12. Караваев А. А., Секретарев Ю. А. Контроль и управление восстановительными процессами на станции // Сб. научных труд. Новосиб. госуд. технич. универ. 2001. № 2. С. 77–82.
13. Караваев А. А., Мошкин Б. Н., Секретарев Ю. А. Модели мониторинга и управления ремонтно-восстановительными процессами на станции // Вестник Хакасского госуд. универ. Абакан. 2000. Вып. 6. С. 54–56.

REFERENCES

1. Ovsyannikov AG. MRO strategies and equipment diagnostics. Electrical Engineering News. 2008;(2):140-142. (In Russ.).
2. Sekretarev YA, Levin VM. Selection and decision-making on managing repairs of power equipment in power supply systems with monoconsumer. Newsletter of North-Caucasus Federal University. 2021;(2):17-25. (In Russ.) <https://doi.org/10.37493/2307-907X.2021.2.2>
3. Sekretarev YA, Levin VM. Risk-based models of equipment repair management in power supply systems with a mono consumer, J. Sib. Fed. Univ. Eng. & Technol. 2021;14(1):17-32. (In Russ.) <https://doi.org/10.17516/1999-494X-0295>
4. Levin VM, Sekretarev YA. Evaluation of the effect on the reliability of the electrical supply system of a different kind of defects of its basic elements. Kazan state power engineering university bulletin. 2019;4(44):55-63 (In Russ.)
5. Sekretarev YA, Gorshunov AA, Menyakin DA. Modeling of the technical condition of an equipment of power supply systems of mono consumers taking into account circuit reliability. Vesti higher educational institutions of the Chernozem region. 2022;3(69):3-14. (In Russ.)
6. Kitushin VG. Reliability of energy systems. Part 1. Theoretical foundations: a textbook. Novosibirsk: NSTU; 2001. 256 p. (In Russ.)
7. Nepomnyashchij VA. Economic losses from power supply disruptions to consumers. Moscow: MEI Publishing House; 2016. 188 p. (In Russ.)
8. Kitushin VG. Damage caused by power outages and its assessment. Design and operation of energy systems and electrical networks. Moscow: Energosetproekt; 1979;(16):18-25. (In Russ.)
9. Guk YB. Reliability theory in the electric power industry. Leningrad: Energoatomizdat; 1990. 208 p. (In Russ.)
10. Rozanov MN. Reliability of electric power systems. Moscow: Energiya; 1974. 176 p. (In Russ.)
11. Sekretarev YA. Reliability of power supply. Novosibirsk: NSTU; 2010. 104 p. (In Russ.)
12. Karavaev AA, Sekretarev YA. Monitoring and management of recovery processes at the plant. Novosibirsk: Collection of scientific papers of Novosibirsk State Technical University; 2001;2:77-82.
13. Karavaev AA, Moshkin BN, Sekretarev YA. Models of monitoring and management of repair and restoration processes at the plant. Bulletin of the Khakass State University. 2000;6:54-56.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Юрий Анатольевич Секретарев – доктор технических наук, профессор, профессор кафедры систем электроснабжения предприятий, Новосибирский государственный технический университет, Scopus ID: 53664437800, Researcher ID: A-8732-2018.

Денис Анатольевич Меньяйкин – главный инженер АО «Региональные электрические сети» филиал «Новосибирские городские электрические сети».

Андрей Андреевич Горшунов – аспирант кафедры систем электроснабжения предприятий, Новосибирский государственный технический университет, Researcher ID: GRJ-3559-2022

ВКЛАД АВТОРОВ

Юрий Анатольевич Секретарев

Утверждение окончательного варианта – принятие ответственности за все аспекты работы, целостность всех частей статьи и ее окончательный вариант.

Денис Анатольевич Меньяйкин

Проведение исследования – сбор, интерпретация и анализ полученных данных.

Андрей Андреевич Горшунов

Подготовка и редактирование текста – составление черновика рукописи и формирование его окончательного варианта, участие в научном дизайне.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Yuri A. Sekretarev – Dr. Sci. (Techn.), Professor, Professor of the Department of Power Supply Systems of Enterprises, Novosibirsk State Technical University Scopus ID: 53664437800, Researcher ID: A-8732-2018.

Denis A. Menyakin – Chief Engineer, Novosibirsk City Electric Networks.

Andrey A. Gorshunov – Postgraduate of the Department of Power Supply Systems of Enterprises, Novosibirsk State Technical University, Researcher ID: GRJ-3559-2022.

CONTRIBUTION OF THE AUTHORS

Yuri A. Sekretarev

Approval of the final manuscript – acceptance of responsibility for all types of the work, integrity of all parts of the paper and its final version.

Denis A. Menyakin

Conducting research – data collection, analysis and interpretation.

Andrey A. Gorshunov

Text preparation and editing – drafting of the manuscript and its final version, contribution to the scientific layout.