

К ВОПРОСУ ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТАМИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ СО СТРАТЕГИЕЙ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ

В.М. Левин, Н.П. Гужов, Д.А. Боярова

Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, Россия

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-0880-3989>, levin@power.nstu.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Рассмотреть аспекты решения комплексной задачи обоснованного выбора и закрепления за оборудованием систем электроснабжения потребителей нефтедобычи стратегии управления ремонтом по фактическому техническому состоянию. Сформировать методику оценки сравнительной эффективности стратегий управления ремонтами: «По периодичности, наработке» и «По техническому состоянию». Подтвердить работоспособность комплексной методики. Обосновать и продемонстрировать эффективность стратегии управления ремонтами: «По техническому состоянию» оборудования на реальном примере типовой схемы системы электроснабжения нефтепромысла. МЕТОДЫ. При решении поставленных задач применялись: метод блок-схем для расчета показателей структурной надежности распределительной электрической сети, в том числе вероятностей нарушения электроснабжения в цепи каждого технологического потребителя с учетом возможности резервирования и наложения аварийного восстановления основного элемента на плановый ремонт резервного, метод анализа иерархий для интегральной оценки фактического технического состояния электрооборудования напряжением 6(10) кВ, метод расчета математического ожидания ущерба от технологических потерь добычи нефти для оценки тяжести последствий нарушения электроснабжения потребителей нефтедобычи, метод экспертных решений для корректировки нормативной периодичности и частоты плановых ремонтов оборудования в зависимости от фактического значения индекса технического состояния. РЕЗУЛЬТАТЫ. Обоснована актуальность направления исследований. Сформирована расчетная методика комплексной оценки сравнительной эффективности стратегий управления ремонтами оборудования в системах электроснабжения нефтепромыслов «По периодичности, наработке» и «По техническому состоянию» для обоснования приоритетности одной из них. На конкретном расчетном примере доказана предпочтительность выбора стратегии: «По техническому состоянию» применительно к оборудованию 6(10) кВ систем электроснабжения нефтепромыслов. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Разработанная методика и ее валидация на примере реальной системы электроснабжения позволяет обосновать и проиллюстрировать эффективность стратегии: «По техническому состоянию» по сравнению со стратегией «По периодичности, наработке» применительно к управлению ремонтами оборудования объектов нефтедобычи.

Ключевые слова: оборудование; система электроснабжения; ремонты; стратегия управления; методика оценки эффективности; технологический ущерб; частота профилактик.

Благодарности: Статья подготовлена по результатам научно-исследовательской работы в рамках договора «Разработка стандарта и методических документов для оптимизации системы технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования ДО ПАО «Газпром нефть» по техническому состоянию и наработке».

Для цитирования: Левин В.М., Гужов Н.П., Боярова Д.А. К вопросу об эффективности управления ремонтами электрооборудования нефтедобычи со стратегией по техническому состоянию // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2022. Т. 24. № 1. С. 39-51. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-1-39-51.

ON THE ISSUE OF EFFECTIVENESS OF THE OIL PRODUCTION ELECTRICAL EQUIPMENT REPAIRS MANAGEMENT WITH A STRATEGY FOR TECHNICAL CONDITION

VM. Levin, NP. Guzhov, DA. Boyarova

Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia
ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-0880-3989>, levin@power.nstu.ru

Abstract: *PURPOSE.* To consider aspects of solving the complex problem of reasonable choice and assignment of the repair management strategy for the equipment of power supply systems of oil production consumers according to the actual technical condition. To form a methodology for assessing the comparative effectiveness of repair management strategies: «By frequency, running hours» and «By technical condition». To verify the performance of the integrated methodology. Justify and demonstrate the effectiveness of the repair management strategy: «By technical condition» of the equipment on the real example of the typical scheme of the electrical supply system of oil fields. *METHODS.* In solving the problems set: the method of block diagrams for calculating the structural reliability of electric distribution network, including the probabilities of power supply failure in the circuit of each technological consumer, taking into account the possibility of redundancy and imposing an emergency restoration of the main element on the planned repair of the reserve, the method of hierarchy analysis for integral assessment of the actual technical condition of electrical equipment 6 (10) kV, method of calculating the mathematical expectation of damage from technological losses of oil production to assess the severity of the consequences of disruption of electricity supply to consumers of oil production, the method of expert decisions to adjust the regulatory periodicity and frequency of scheduled repairs of equipment, depending on the actual value of technical condition index. *RESULTS.* The relevance of the research direction is substantiated. Computational methodology of comprehensive assessment of comparative efficiency of equipment repair management strategies in oilfield power supply system «By frequency, running hours» and «By technical condition» to justify the priority of one of them has been formed. On a concrete computational example the preference of strategy choice «By technical condition» is proved as applied to the equipment of 6(10) kV power supply systems of oil fields. *CONCLUSION.* The developed methodology and its validation on the example of a real power supply system allows to substantiate and illustrate the effectiveness of the strategy «By technical condition» in comparison with the strategy: «By frequency, running hours» in relation to the management of repairs of oil production facilities.

Keywords: equipment; power supply system; repairs; management strategy; efficiency assessment methodology; technological damage; prevention frequency.

Acknowledgments: The article was prepared based on the results of the research work under the contract «Development of standards and methodological documents to optimize the system of maintenance and repair of power equipment at PJSC Gazprom Neft's subsidiaries according to the technical condition and operating time».

For citation: Levin VM, Guzhov NP, Boyarova DA. On the issue of effectiveness of the oil production electrical equipment repairs management with a strategy for technical condition. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2022; 24(1): 39-51. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-1-39-51.

Введение

Система технического обслуживания и ремонта (ТОиР) электрооборудования (ЭО) в любой производственной сфере, включая нефтегазодобычу, служит ключевым инструментом в обеспечении надежности, безопасности и эффективности функционирования технологических комплексов [1-4]. Профессиональная настройка инструмента во многом определяет эффективность его применения. Для системы ТОиР ЭО такая настройка заключается в выборе рациональной стратегии для планирования и реализации ремонтно-восстановительных процессов [5-8].

С недавнего времени для энергокомпаний нормативно закреплёнными¹ являются две стратегии ТОиР «по периодичности, наработке», «по техническому состоянию». Стратегия «По периодичности, наработке» направлена на снижение вероятности возможных внезапных отключений (отказов) ЭО и предусматривает выполнение корректирующих воздействий: осмотров (О), технического обслуживания (ТО), текущих (Т) и капитальных (К) ремонтов с одинаковой фиксированной периодичностью в строго регламентированном объеме [6]. Стратегия ТОиР ЭО «По техническому состоянию» направлена на сокращение общего количества остановов оборудования и суммарного объема ремонтно-восстановительных работ. Она допускает обоснованное изменение периодичности корректирующих воздействий на ЭО в зависимости от необходимости, которая выявляется применением методов мониторинга и диагностирования параметров его технического состояния [9,10].

Для ТОиР «По техническому состоянию» важность технического диагностирования и неразрушающего контроля в процессе эксплуатации на работающем ЭО существенно возрастает. При этом неизбежно возникает ряд вопросов, например: какие параметры состояния ЭО целесообразнее контролировать, с какой периодичностью осуществлять контроль, как интерпретировать, обобщать и использовать результаты контроля для принятия эксплуатационных решений [11]. Ответы на эти и многие другие вопросы содержат нормативные документы^{2,3}.

Отказы ЭО в системах электроснабжения (СЭС) нефтепромыслов приводят к нарушениям электроснабжения технологических потребителей и сопровождаются нежелательными последствиями. Случайный характер событий, как и случайный характер оперативного состава схемы СЭС требуют оценки показателей надежности с учетом технического состояния ЭО [12-14]. Кроме того, для принятия обоснованных решений о приоритизации ремонтов ЭО требуется количественная оценка тяжести нежелательных последствий, определяемая математическим ожиданием ущерба [15].

Перечисленные аспекты представляют сущность решения сложной комплексной задачи повышения эффективности управления ремонтами ЭО в составе СЭС нефтедобывающих производств, и определяет актуальность дальнейших исследований в указанном направлении.

Материалы и методы

Для расчета параметров структурной надежности СЭС широко применим метод блок-схем [16-18]. Метод использует преобразование исходной схемы электроснабжения в эквивалентную с помощью последовательно и параллельно соединенных элементов. При этом имеется возможность рассчитать параметры безотказности и восстанавливаемости для цепей питания каждого потребителя СЭС как с учетом их резервирования, так и без него. В случае резервирования цепей питания потребителей целесообразно учитывать нарушение электроснабжения каждого из них при наложении аварийного восстановления одной цепи и плановом ремонте другой. Расчеты показателей структурной надежности схемы СЭС, как правило, выполняются на некотором горизонте планирования, который целесообразно принимать в пределах одного календарного года ($\Delta T = 1$ год).

Рассмотрим обобщенный порядок расчета структурной надежности для исследуемой схемы СЭС.

1. Производится расчет вероятности отказа каждого i -го элемента схемы СЭС:

$$Q_i = \frac{\omega_i \cdot T_{Bi}}{8760}, \quad (1)$$

где: ω_i (год⁻¹), T_{Bi} (ч) – средние значения параметра потока отказов и времени восстановления i -й единицы ЭО.

¹ Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики. Приказ Минэнерго РФ от 25.10.2018 года №1013. Доступно по: <https://docs.cntd.ru/document/542610975>. Ссылка активна на 07 января 2022.

² СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования. Стандарт организации ПАО «Россети» М.: ПАО «Россети», 2017. Доступно по: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293734154.pdf>. Ссылка eprussia.ru/ активна на 07 января 2022.

³ Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей. Утверждена приказом Минэнерго России 676 от 26.07.2017. Доступно по: www.ti-ees.ru/fileadmin/f/activity/laws/pr676_260717.pdf. Ссылка eprussia.ru/ активна на 07 января 2022.

2. Производится расчет результирующей вероятности аварийного перерыва в электроснабжении для цепи каждого j -го потребителя электрической энергии ($j = 1, m$) при последовательном соединении элементов:

$$Q_i = \sum_{i=1}^n Q_{ij}, \quad (2)$$

где: n – количество элементов в цепи питания каждого потребителя; m – количество технологических потребителей в схеме СЭС.

3. В случае нескольких цепей питания j -го потребителя (основной – 1 и резервной – 2) при их параллельном соединении и обязательном выполнении условия $T_{B1} < T_{B2}$ [16], расчет результирующей вероятности отказа электроснабжения производится следующим образом:

$$Q_j = \frac{\omega_{1j} \cdot \omega_{2j} \cdot T_{B2i} \cdot T_{B1i}}{8760^2} = Q_{1j} \cdot Q_{2j} \quad (3)$$

4. Для учета наложения вероятностей аварийного восстановления первой цепи электроснабжения j -го потребителя и планового ремонта второй цепи выполняется следующий расчет:

$$Q_j = Q_{1j} \cdot \frac{\mu_{2j} \cdot T_{П2j}}{8760}. \quad (4)$$

Здесь: μ_{2j} и $T_{П2j}$ – частота и время простоя в плановом ремонте j -ой единицы ЭО во второй цепи электроснабжения потребителя; Q_{1j} рассчитывается по одной из формул (2)

или (3). Приведенный порядок расчета позволяет количественно оценить результирующую вероятность нарушения электроснабжения любого технологического потребителя в схеме СЭС нефтепромыслов с учетом ее реальной конфигурации (резервирования), состава включенного ЭО и возможности совмещения таких процессов как аварийное восстановление основной цепи питания и плановый ремонт резервной.

Интегральная оценка технического состояния ЭО является необходимым условием при управлении ремонтами ЭО со стратегией «По техническому состоянию» и требует количественного расчета индекса технического состояния (ИТС) периодичностью на реке одного раза в год. ИТС (табл. 1) принимает значения в диапазоне от 100% (идеальное состояние) до 0% (аварийное состояние). Расчеты ИТС для ЭО 35 кВ и выше регламентирует базовая методика, в которой реализован агрегатно-узловой метод оценки.

Таблица 1

Соотношение диапазонов ИТС видам технического состояния ЭО	
Диапазоны ИТС	Виды технического состояния
0 – 25	Критическое
25 – 50	Неудовлетворительное
50 – 70	Удовлетворительное
70 – 85	Хорошее
85 – 100	Очень хорошее

Для каждой единицы основного ЭО и линий электропередачи закрепляются функциональные узлы (ФУ) и группы параметров состояния, для которых определен набор весовых коэффициентов. Весовой коэффициент характеризует относительную важность i -го контролируемого параметра состояния (b_{ij}) среди прочих параметров в группе ($i = \overline{1, n}$), либо ФУ (B_j) среди прочих ФУ с точки зрения надежности единицы ЭО ($j = \overline{1, m}$). При

этом выполняется условие: $\sum_{i=1}^n b_{ij} = 1$ и $\sum_{j=1}^m B_j = 1$. Бальная оценка параметра и групп

контролируемых параметров состояния ЭО производится по правилам базовой методики в результате сравнения текущего значения с предельно-допустимой нормой и отнесения к заранее заданному количественному интервалу [19]. Для ЭО, объектов распределительных сетей и СЭС напряжением 6(10) кВ таких как воздушные линии (ВЛ), трансформаторные подстанции (ТП, КТП), пр. применение базовой методики расчета ИТС существенно ограничено рядом следующих обстоятельств. Во-первых, отсутствие нормативно

закрепленных данных по видам ФУ, группам параметров технического состояния, предельно-допустимым значениям требует их унификации и обоснования по видам объектов ремонта (ОР) и типам ЭО. Во-вторых, отсутствие обоснованных критериев для ОР 6(10) кВ затрудняет бальную оценку контролируемых параметров. В-третьих, требует выполнения оценка значений весовых коэффициентов b_{ij} и B_j для линейки ЭО указанных классов напряжения.

Авторами предложена методика расчета ИТС для ОР напряжением 6(10) кВ в СЭС нефтепромыслов, которая прошла проверку практикой реального применения [20]. Разработанная методика привержена базовым принципам, однако, отличается более рациональным в условиях реальной эксплуатации ЭО со стратегией «По техническому состоянию» объектно-ориентированным методом оценки. При этом за единицу принят ОР, например ВЛ или ТП (КТП), для которого сформированы ФУ (элементы конструкции) и определены группы параметров. Для расчета весовых коэффициентов использован метод анализа иерархий на основе матриц парных сравнений [21]. Информационной основой расчетов ИТС служат листы осмотров ОР, которые содержат актуальные данные о любых несоответствиях наблюдаемых параметров состояния установленным нормам (дефектах). Обнаруженные дефекты классифицируются как критические, требующие оперативного устранения введением корректирующих воздействий, и не критические, устранение которых может быть выполнено в плановом порядке. Правила и критерии формирования бальной оценки параметров ОР приведены в таблице 2.

Таблица 2

Бальные оценки контролируемых параметров ФУ

Диапазон бальных оценок	Стадия развития дефекта	Характеристика
≥ 0 и $< 0,25$	Аварийный	Измеренное значение параметра за пределами предельно допустимого значения или количество дефектов ≥ 10
$\geq 0,25$ и $< 0,5$	Критически развитый	Измеренное значение параметра на уровне предельно-допустимого, ФУ выполняет требуемые функции не в полном объеме или количество дефектов ≥ 7
$\geq 0,5$ и $< 0,75$	Развитый	Измеренное значение параметра в пределах нормативной документации, появляются первые признаки отклонения от выполнения требуемых функций или количество дефектов ≥ 3
$\geq 0,75$ и $< 1,0$	Начальный	Измеренное значение параметра в пределах значения, установленного нормами, но появилась тенденция ухудшения параметра или количество дефектов ≥ 1
1,0	Норма	Отсутствует отклонение измеренного значения параметра от требований норм

В результате применения разработанной методики выполняются следующие расчеты:

1) бальная оценка группы параметров ($ОГП_i$, $i = \overline{1, n}$) определяется как минимальная бальная оценка параметров, входящих в указанную группу:

$$ОГП_i = \min_{k,i} ОП_k ;$$

2) фактическое значение индекса технического состояния j -го ФУ (ИТСУ) рассчитывается следующим образом:

$$ИТСУ_j = 100\% \cdot \sum_{i=1}^n (ОГП_i \cdot b_{ij}) ;$$

3) фактическое значение ИТСОР рассчитывается как взвешенная сумма ИТСУ:

$$ИТСОР = \sum_{j=1}^m (ИТСУ_j \cdot B_j) \cdot$$

Разработанная методика предусматривает актуализацию значений ИТСУ и ИТСОР с периодичностью, с которой происходит обновление информации о дефектах ЭО, как вновь обнаруженных при проведении осмотров и диагностических обследований, так и устраненных в процессе ремонтных воздействий.

Ущерб представляет собой вероятностные характеристики тяжести последствий, к

которым могут привести отказы ЭО и нарушения в электроснабжении нефтепромысловых объектов (НПО). При сравнении альтернатив, как правило, используется математическое ожидание ущерба $M Y$ в его денежном выражении. Ущерб – это многокомпонентная характеристика с доминированием различных составляющих в разных сферах деятельности. В нефтедобывающей сфере составляющие ущерба, связанного с нарушением электроснабжения НПО, включают: нарушение безопасности, нарушение технологического цикла и поломку оборудования, экологические последствия, нарушение производственной программы предприятия и др. Доминирующим компонентом ущерба, на который следует ориентироваться при оценке эффективности управления ТОиР ЭО, являются технологические потери добычи нефти. Так для j -го НПО расчет математического ожидания ущерба будет выполняться по выражению:

$$M Y_j = \bar{P}_{\text{нагр } j} \cdot 8760 \cdot \bar{D}_j \cdot Q_j \cdot \xi_0, \quad (5)$$

где: $\bar{P}_{\text{нагр } j}$ [кВт], \bar{D}_j [тонна/кВтч] – осредненные на годовом интервале значения активной мощности нагрузки j -го НПО и его удельной производительности; Q_j – вероятность нарушения электроснабжения в цепи j -го НПО с учетом возможности ее резервирования и одновременного наложения аварийного восстановления одного из участков на плановый ремонт другого; ξ_0 [рубль/тонна] – удельная стоимость потерь добычи нефти. Такой подход представляется вполне обоснованным и позволяет произвести сравнительную оценку тяжести последствий, связанных с нарушением электроснабжения в цепях питания каждого отдельного НПО СЭС нефтепромысла, учитывая при этом их индивидуальные схемно-режимные особенности. Выражение (5) используется в статье также в целях сравнения эффективности управления ТОиР ЭО НПО в рамках стратегий «По периодичности, наработке» и «по техническому состоянию».

При планировании ремонтно-восстановительных работ на предстоящий интервал времени (календарный год) для каждого из ОР СЭС со стратегией «По периодичности, наработке» формируется план-график, представляющий собой фиксированную по нормативной периодичности и объемам работ «базовую сетку», который выполняет роль производственной программы предприятия⁴.

В отличие от «базовой сетки» план-график ТОиР «По техническому состоянию» допускает обоснованную корректировку периодичности ремонтов в пределах горизонта планирования. Необходимым и достаточным условием для принятия решения по корректировке периодичности ремонта ЭО является определение фактического значения ИТСОР и его ранжирование в соответствие со следующими правилами [22]:

1) если для i -го ОР $25\% \leq \text{ИТСОР}_i < 50\%$, то выполнение ремонта переносится непосредственно на следующий календарный месяц с фиксацией даты в графике ТОиР. Это позволяет исключить вероятные отказы ЭО, в том числе с тяжелыми последствиями;

2) если значение $\text{ИТСОР}_i \geq 50\%$, то корректировка периодичности ремонта производится согласно выражению

$$T_{\text{мр}} = k \cdot T_{\text{норм}}, \quad (6)$$

где: $T_{\text{норм}}$ и $T_{\text{мр}}$ – значения нормативной и расчетной периодичности ТОиР i -ой единицы ЭО (табл. 3); k – поправочный коэффициент, значение которого устанавливается экспертным путем из интервала $1,0 \div 1,5$ на основе анализа эксплуатации ЭО со стратегией "по техническому состоянию" (табл. 4).

Таблица 3

Значения нормативных периодичностей текущих ремонтов некоторых видов ЭО в составе ОР 6(10) кВ

№ п/п	Наименование оборудования	Периодичность $T_{\text{норм}}$, год
1	ВЛ 6(10) кВ на металлических и железобетонных опорах	5
2	КЛ 6(10) кВ	3
3	Трансформатор силовой 6(10) кВ	4
4	Выключатель масляный 6(10) кВ	4
5	Выключатель вакуумный 6(10) кВ	4
6	Разъединитель 6(10) кВ	2

⁴ Яшура А.И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник. М.: Изд-во НИЦ ЭНАС. 2006. 504 с.

В планах ТОиР со стратегией «По техническому состоянию» корректировка периодичности ($T_{\text{мр}}$) i -й единицы ЭО на интервале ΔT по выражению (6) однозначно соответствует корректировке частоты его плановых ремонтов $\mu_i = 1/T_{\text{мр}}$, год⁻¹.

Таблица 4

Поправочный коэффициент для корректировки периодичности ремонтов			
ИТСОР, %	50 – 70	70 – 85	85 – 100
Значение k , о.е.	1,0	1,25	1,5

Логика рассуждений с применением выражений (4) и (5) показывает, что подобная корректировка в случае высоких ИТСОР позволит повысить эффективность стратегии ТОиР ЭО «По техническому состоянию», снизив результирующую вероятность нарушений электроснабжения при аварийном отказе основной цепи и плановом ремонте резервной, а следовательно и тяжесть вызываемых этими нарушениями последствий для НПО.

Результаты и обсуждение

Основные теоретические положения статьи проиллюстрируем на примере. На рисунке 1 представлен фрагмент реальной схемы СЭС нефтепромысла, состоящего из двух кустовых площадок.

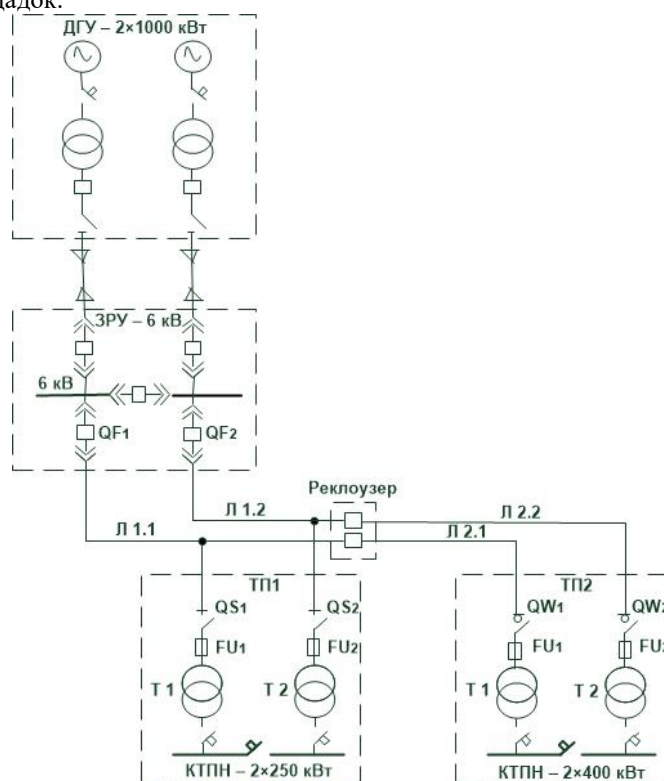


Рис. 1. Схема системы электроснабжения нефтепромысла

Fig. 1. Diagram of the oilfield power supply system

Это автономная система электроснабжения, источниками электроэнергии, в которой служат две дизель-генераторные установки (ДГУ) на напряжении 0,4 кВ мощностью 1000 кВт каждая. Для повышения напряжения до 6 кВ использована комплектная двухтрансформаторная подстанция (КТПН) наружной установки, от которой кабельной вставкой длиной 30 м электроэнергия передается на разные секции шин закрытого распределительного устройства (ЗРУ) напряжением 6 кВ. Подстанции ТП1 и ТП2 питаются от ЗРУ по двум воздушным линиям электропередачи на железобетонных опорах, выполненным по магистральной схеме проводом марки АС-95. Удаленность от ЗРУ до ТП1 – 3 км, от ТП1 до ТП2 – 2 км. На воздушных линиях Л2.1 и Л2.2 к ТП2 установлены реклоузеры, отключающие участки сети к ТП2 при возникновении на них повреждений. Этим обеспечена повышенная надежность электроснабжения потребителей, запитанных от ТП1. Осредненные значения мощностей нагрузок технологических механизмов НПО по каждому из вводов 6 кВ ТП1 и ТП2, а также их удельные производительности приведены в таблице 5. Цель расчетов состоит в количественной оценке результирующих вероятностей

нарушения электроснабжения каждого технологического потребителя СЭС нефтепромысла, определении и сравнении суммарных по нефтепромыслу ущербов от потерь добычи нефти при реализации стратегии ТОиР ЭО «По периодичности, наработке» и «По техническому состоянию». Критерием эффективности той или иной стратегии ТОиР ЭО СЭС будет являться минимум суммарного ущерба по месторождению. Оценку вероятностей отказов элементов схемы СЭС (рис. 1) выполним с применением формул (1) – (4) в следующем порядке. В расчетах результирующих показателей надежности допустимо применение осредненных статистических данных (табл.6)⁵.

Таблица 5

Среднегодовые значения мощностей нагрузок и удельных производительностей технологических механизмов

Объекты СЭС нефтепромысла		$\bar{P}_{\text{нагр } j}$, кВт	\bar{D}_j , тонн/кВтч
ТП1	T1	148	2,3
	T2	164	1,9
ТП2	T1	262	3,0
	T2	230	2,5

Вероятности отказов единичного ЭО СЭС:

$$\begin{aligned}
 Q_{QF} &= \frac{0,015 \cdot 6}{8760} = 0,103 \cdot 10^{-4} & Q_{Л1.1} &= \frac{0,25 \cdot 3 \cdot 6}{8760} = 5,14 \cdot 10^{-4} & Q_{Л2.1} &= \frac{0,25 \cdot 2 \cdot 6}{8760} = 3,43 \cdot 10^{-4} \\
 Q_T &= \frac{0,035 \cdot 8}{8760} = 0,32 \cdot 10^{-4} & Q_{FU} &= \frac{0,05 \cdot 3}{8760} = 0,17 \cdot 10^{-4} & Q_{QS(QW)} &= \frac{0,002 \cdot 4}{8760} = 0,009 \cdot 10^{-4}
 \end{aligned}$$

Вероятности нарушений электроснабжения в основной (резервной) цепи питания технологических потребителей ТП1 и ТП2 определяются следующим образом:

$$\begin{aligned}
 Q_{ТП1} &= (0,103 + 5,14 + 0,009 + 0,17 + 0,32) \cdot 10^{-4} = 5,742 \cdot 10^{-4}, \\
 Q_{ТП2} &= (0,103 + 5,14 + 0,103 + 3,42 + 0,009 + 0,17 + 0,32) \cdot 10^{-4} = 9,265 \cdot 10^{-4}.
 \end{aligned}$$

При планировании предупредительных ремонтов ЭО следует учитывать положение о ремонтном присоединении, элементы которого одновременно выводятся из работы. Определяющим в ремонтном присоединении будет головной участок магистрали (Л1.2) протяженностью 3 км с наибольшим временем простоя T_{Π} (табл. 6).

Таблица 6

Показатели надежности и плановых ремонтов элементов СЭС

Элемент	Параметр потока отказов ω , год ⁻¹	Время восстановления T_B , ч	Частота плановых ремонтов μ , год ⁻¹	Время планового простоя T_{Π} , ч
ВЛ 6 кВ, одноцепная, на 1 км	0,25	6	0,2	5
Трансформатор 6 кВ	0,035	8	0,25	8
Ячейка выключателя 6 кВ, внутренней установки	0,015	6	0,25	7
Ячейка предохранителя 6 кВ	0,05	2,5	0,15	2,5
Ячейка разъединителя 6 кВ, внутренней установки	0,002	2,5	0,15	2,5

Тогда вероятность нахождения резервной цепи в схеме электроснабжения потребителей ТП1 и ТП2 в плановом ремонте определится по формуле:

⁵ Секретарев Ю.А. Надежность электроснабжения: учеб. Пособие / Ю.А. Секретарев. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2010. 104 с.

$$Q_{П2j} = \frac{\mu_{2j} \cdot T_{П2j}}{8760} = \frac{0,2 \cdot 5 \cdot 3}{8760} = 3,42 \cdot 10^{-4}.$$

Здесь μ_{2j} – нормативная частота плановых ремонтов ВЛ 6 кВ, значение которой неизменно для стратегии «По периодичности, наработке».

При реализации стратегии «По техническому состоянию» указанный параметр подлежит корректировке с применением выражения (6), данных таблицы 4 и известном фактическом значении ИТСОР. В рассматриваемом примере фактическое значение ИТС Л1.2 составляет 89%. При этом поправочный коэффициент экспертной оценки $k = 1,5$.

Корректировка на горизонте планирования $\Delta T = 1$ год нормативной периодичности $T_{норм}$ и частоты μ плановых ремонтов головного участка магистрали 6 кВ (Л1.2) выполняется по выражению (6):

$$T_{мр} = k \cdot T_{норм} = 1,5 \cdot 5 = 7,5 \text{ лет}, \quad \mu = 1/T_{мр} = 1/7,5 = 0,13 \text{ год}^{-1}.$$

Результирующие вероятности нарушений электроснабжения потребителей ТП1, ТП2 в резервированной схеме СЭС при наложении аварийного восстановления основной цепи питания на плановый ремонт резервной цепи рассчитываются по формуле (4):

- для стратегии "по периодичности, наработке":

$$Q_{ТП1}^{рез} = Q_{ТП1} \cdot Q_{П2j} = 5,742 \cdot 10^{-4} \cdot 3,42 \cdot 10^{-4} = 19,64 \cdot 10^{-8},$$

$$Q_{ТП2}^{рез} = Q_{ТП2} \cdot Q_{П2j} = 9,265 \cdot 10^{-4} \cdot 3,42 \cdot 10^{-4} = 31,69 \cdot 10^{-8}.$$

- для стратегии "по техническому состоянию":

$$Q_{ТП1}^{рез} = Q_{ТП1} \cdot \frac{0,13 \cdot 5 \cdot 3}{8760} = 5,742 \cdot 10^{-4} \cdot 2,22 \cdot 10^{-4} = 12,78 \cdot 10^{-8},$$

$$Q_{ТП2}^{рез} = Q_{ТП2} \cdot \frac{0,13 \cdot 5 \cdot 3}{8760} = 9,265 \cdot 10^{-4} \cdot 2,22 \cdot 10^{-4} = 20,56 \cdot 10^{-8}.$$

Оценка суммарных ущербов от технологических потерь добычи нефти при нарушениях электроснабжения потребителей в СЭС нефтепромысла производится по выражению (5) с учетом данных таблицы 5 и значения удельной стоимости потерь (ξ_0) из расчета 50 \$/баррель, что ориентировочно составляет 27500 руб./тонна:

- для стратегии «По периодичности, наработке»:

$$M Y_{\text{сум1}} = 8760 \cdot 27500 \cdot \left[\frac{148 \cdot 2,3 + 164 \cdot 1,9 \cdot 19,64 \cdot 10^{-8}}{262 \cdot 3 + 230 \cdot 2,5 \cdot 31,69 \cdot 10^{-8}} \right] = 134,9 \text{ тыс. рублей};$$

- для стратегии «По техническому состоянию»:

$$M Y_{\text{сум2}} = 8760 \cdot 27500 \cdot \left[\frac{148 \cdot 2,3 + 164 \cdot 1,9 \cdot 12,78 \cdot 10^{-8}}{262 \cdot 3 + 230 \cdot 2,5 \cdot 20,56 \cdot 10^{-8}} \right] = 87,4 \text{ тыс. рублей}.$$

Выполненные на примере типовой схемы СЭС нефтепромысла расчеты иллюстрируют многие важные аспекты решения комплексной задачи выбора эффективной стратегии управления ТООР ЭО. Анализ результатов сравнения эффективности стратегий: «По периодичности, наработке» и «По техническому состоянию» позволяет выявить дополнительные возможности последней как в части определения необходимости вывода в ремонт объектов нефтепромыслов по фактическому значению ИТС, так и в части уменьшения суммарного ущерба при корректировке периодичности плановых ремонтов. Это сопровождается уменьшением суммарного ущерба от технологических потерь добычи нефти по месторождению в целом в 1,25 – 1,5 раза, что подчеркивает более высокую эффективность стратегии ТООР «По техническому состоянию». Следует заметить, что в рассмотренном примере абсолютные значения суммарного ущерба не являются критическими для принятия решения в пользу одной из рассматриваемых стратегий ТООР. Однако по совокупности эффектов стратегия «По техническому состоянию» ЭО в СЭС нефтепромыслов является более перспективной в части надежности, эксплуатационных затрат и технологических ущербов. К сожалению ограничения по объему и направленности не позволяют в рамках данной статьи раскрыть все преимущества стратегии "по техническому состоянию".

Заключение

1. Организация ТОиР ЭО объектов нефтедобычи определяет выбор рациональной стратегии управления ремонтами. В настоящее время нормативное закрепление за ЭО 6(10) кВ на объектах электроэнергетики получили две стратегии: «По периодичности, наработке» и по «Техническому состоянию». Предпочтительность одной из них применительно к конкретным условиям эксплуатации выявляется в процессе решения комплексной задачи оценки сравнительной эффективности. Методика такого расчета предложена в статье и включает: оценку вероятностей нарушений электроснабжения потребителей нефтепромысла, расчет ИТС оборудования НПО, определение математического ожидания ущерба от технологических потерь добычи нефти, корректировку периодичности и частоты плановых ремонтов ЭО.

2. Учет индивидуальных особенностей схемы СЭС потребителей, например, таких как резервирование участков схемы, наложение аварийного восстановления основного участка на плановый ремонт резервного, др. является необходимым условием достоверной оценки тяжести последствий от нарушений электроснабжения. Расчет актуальных значений ИТСУ и ИТСОР по предложенной методике расширяет возможности масштабного применения стратегии ТОиР «По техническому состоянию» ЭО 6(10) кВ.

3. Реализация в методике принципа объектно-ориентированной оценки ИТС с применением листов осмотра ОР 6(10) кВ адаптирует базовые расчетные модели к реальной практике эксплуатации СЭС нефтепромыслов.

4. Расчетным примером для типовой схемы СЭС нефтепромысла проиллюстрирована большая предпочтительность стратегии ТОиР ЭО 6(10) кВ «По техническому состоянию», позволяющей до 1,5 раз сократить значение суммарного ущерба от потерь добычи нефти. Кроме того стратегия «По техническому состоянию» ЭО стимулирует энергопредприятие к поддержанию ИТСОР на уровне не менее 70%, что позволит корректировать нормативную периодичность плановых ремонтов в сторону увеличения, снизить объем ремонтных работ и суммарные эксплуатационные затраты энергопредприятия.

Литература

1. Волкова И.О. Эффективное управление производственными активами электросетевых компаний: теория и методология. Санкт-Петербург: Изд-во Политехнического Университета, 2008. 254 с.
2. Biard G., Nour G.A. Industry 4.0 Contribution to Asset Management in the Electrical Industry // Sustainability. 2021. 13(18). 10369.
3. Khuntia S.R., Rueda J.L., Bouwman R.S., et al. A literature survey on asset management in electrical power [transmission and distribution] system // International Transactions on Electrical Energy Systems. 2016. 26(10). pp. 2123-2133.
4. M'arquez A.C., Macchi M., Parlikad A.K., editors. Value Based and Intelligent Asset Management: Mastering the Asset Management Transformation in Industrial Plants and Infrastructure. Springer Nature Switzerland AG 2020.
5. Kongezos V., Jellum E. Industrial Asset Management strategies for the Oil & Gas sector // IET & EAM International Conference on Asset Management, November 27th 2012.
6. Антоненко И.Н. Риск-ориентированный подход к управлению производственными активами энергетики. Энергоэксперт. 2020. №1. С. 26–33.
7. Usman A., Bashir S., Khawar N. et al. Improved MRO Inventory Management System in Oil and Gas Company: Increased Service Level and Reduced Average Inventory Investment // Sustainability. 2020. 12. p. 8027.
8. Tapia-Ubeda F.J.; Miranda P.A. Roda I. et al. Modeling and solving spare parts supply chain network design problems // International Journal of Production Research. 2020. V. 58. N 17, 7543.
9. Иорш В.И., Крюков И.Э., Антоненко И.Н. Управление ремонтами, ориентированное на надежность // Промышленность и безопасность. 2011. № 7(35). С. 50–53.
10. Барков А.В., Тулугуров В.В. Диагностическое обслуживание предприятий – основа перевода оборудования на ремонт по состоянию // Газета «Энергетика и промышленность России». №5(21). Май 2002. Доступно по: <https://www.epr/21/1335.htm>. Ссылка активна на: 07 января 2022.
11. Гришко А.К. Выбор оптимальной стратегии управления надежностью и риском на этапах жизненного цикла сложной системы // Надежность и качество сложных систем.

2017. № 2(18). С. 26–31.

12. Назарычев А.Н. Определение предельных сроков эксплуатации на основе оценки индекса состояния электрооборудования: В сб. V Научно-практическая конференция «Контроль технического состояния оборудования объектов электроэнергетики», 06 Декабря 2018. Москва; 2018. Доступно по: http://www.ti-ees.ru/fileadmin/f/Conference/2018/present/03_Nazarychev_A.N._06.12.2018.pdf. Ссылка активна на 07 января.2022.

13. Bounjimi M.E., Abdul-Nour G. Smart Asset Management in Power Industry: A Review of the Key Technologies // International Journal of Engineering Research & Technology. 2021. 10(10). pp. 388-393.

14. Разумов Р.В., Михайлов А.В., Соловьев М.Ю. Системы мониторинга высоковольтного энергетического оборудования. Доступно по: <https://energybase.ru/news/articles/monitoring-systems-for-high-voltage-power-equipment-2020-03-16>. Ссылка активна на: 07 января 2022.

15. Лесных В.В., Тимофеева Т.Б., Петров В.С. Проблемы оценки экономического ущерба, вызванного перерывами в электроснабжении // Экономика региона. 2017. №13(3). С. 847–858.

16. Секретарев Ю.А. 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.

17. Gitelman L.D., Kozhevnikov M.V., Chebotareva G.S. et al. Asset Management of energy company based on risk-oriented strategy // Energy Production and Management in the 21st Century IV. V. 246. pp. 125–135.

18. Обоскалов В.П. Проблемы расчета структурной надежности систем электроснабжения с использованием вероятностного эквивалентирования // Электричество, 2015. №12. С. 4–12.

19. Байдюк М.А., Комарова Г.В. Оценка технического состояния и надежности электрических машин // Известия СПбГЭТУ ЛЭТИ. 2019. №3. С. 78–84.

20. Боярова Д.А. Индекс технического состояния для оборудования 0,4-6(10) кВ энергообъектов нефтедобычи. В сб. XV Всероссийская научная конференция молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» 6–10 декабря 2021. Новосибирск; 2021. Изд-во НГТУ, 2021. Ч. 4. С. 7–12.

21. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий. М.: Радио и связь, 1993. 278 с.

22. Левин В.М., Гужов Н.П., Черненко Н.А. и др. Методология управления ремонтами оборудования в электрических сетях нефтепромыслов // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2020. №2-3(79). С. 139–155.

Авторы публикации

Левин Владимир Михайлович – д-р техн. наук, доцент, заведующий кафедрой «Автоматизированных электроэнергетических систем», Новосибирский государственный технический университет.

Гужов Николай Петрович – канд. техн. наук, доцент кафедры «Систем электроснабжения предприятий», Новосибирский государственный технический университет.

Боярова Диана Андреевна – магистрант, Новосибирский государственный технический университет.

References

1. Volkova IO. *Effektivnoe upravlenie proizvodstvennymi aktivami elektrosetevykh kompanij: teoriya i metodologiya*. Sankt-Peterburg: Izd-vo Politekhn. un-ta; 2008.
2. Biard G, Nour GA. Industry 4.0 Contribution to Asset Management in the Electrical Industry. *Sustainability*. 2021; 13(18), 10369. <https://doi.org/10.3390/su131810369>.
3. Khuntia SR, Rueda JL, Bouwman RS, et al. A literature survey on asset management in electrical power [transmission and distribution] system. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2016; 26(10): 2123-2133. <https://doi.org/10.1002/etep.2193>.
4. M'arquez AC, Macchi M, Parlikad AK, editors. Value Based and Intelligent Asset

Management: Mastering the Asset Management Transformation in Industrial Plants and Infrastructure. *Springer Nature Switzerland AG* 2020. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-20704-5>.

5. Kongezos V, Jellum E. Industrial Asset Management strategies for the Oil & Gas sector. *IET & EAM International Conference on Asset Management*, November 27th 2012. doi:10.1049/cp.2012.1922.

6. Antonenko IN. Risk-orientirovannyj podhod k upravleniyu proizvodstvennymi aktivami energetiki. *Energoekspert*. 2020; 1: 26-33.

7. Usman A, Bashir S, Khawar N. et al. Improved MRO Inventory Management System in Oil and Gas Company: Increased Service Level and Reduced Average Inventory Investment. *Sustainability*. 2020; 12, 8027. doi:10.3390/su12198027.

8. Tapia-Ubeda FJ, Miranda PA, Roda I, et al. Modeling and solving spare parts supply chain network design problems. *International Journal of Production Research*. 2020; 58(17), 7543. <https://doi.org/10.1080/00207543.2020.1720924>.

9. Iorsh VI, Kryukov IE, Antonenko IN. Upravlenie remontami, orientirovannoe na nadezhnost'. *Promyshlennost' i bezopasnost'*. 2011; 7(35): 50–53.

10. Barkov AV, Tulugurov VV. Diagnosticheskoe obsluzhivanie predpriyatij – osnova perevoda oborudovaniya na remont po sostoyaniyu. *Gazeta «Energetika i promyshlennost' Rossii»*. V.5. May. Available at: <https://www.eprussia.ru/epr/21/1335.htm>. Accessed: 07 Jan 2022.

11. Grishko AK. Vybór optimal'noj strategii upravleniya nadezhnost'yu i riskom na etapah zhiznennogo cikla slozhnoj sistemy. *Nadezhnost' i kachestvo slozhnyh sistem*. 2017; 2(18): 26–31. doi:10.21685/2307-4205-2017-2-4.

12. Nazarychev AN. Opredelenie predel'nyh srokov ekspluatatsii na osnove ocenki indeksa sostoyaniya elektrooborudovaniya. [Abstract] In: *V Nauchno-prakticheskaya konferenciya “Kontrol' tekhnicheskogo sostoyaniya oborudovaniya ob"ektov elektroenergetiki”*, 06 Dec 2018. Moscow; 2018. Available at: http://www.ti-ees.ru/fileadmin/f/Conference/2018/present/03_Nazarychev_A.N._06.12.2018.pdf. Accessed: 06 Dec 2018.

13. Bounjimi ME, Abdul-Nour G. Smart Asset Management in Power Industry: A Review of The Key Technologies. *International Journal of Engineering Research & Technology*. 2021; 10(10): 388-393.

14. Razumov RV, Mihajlov AV, Solov'ev MYu. Sistemy monitoringa vysokovol'nogo energeticheskogo oborudovaniya. Available at: <https://energybase.ru/news/articles/monitoring-systems-for-high-voltage-power-equipment-2020-03-16>. Accessed: 07 Jan 2022.

15. Lesnyh VV, Timofeeva TB, Petrov VS. Problemy ocenki ekonomicheskogo ushcherba, vyzvannogo pereryvami v elektroснабженii. *Ekonomika regiona*. 2017;13(3):847–858. doi:10.17059/2017–3–17.

16. Sekretarev YuA, Levin VM. Risk-orientirovannye modeli upravleniya remontom oborudovaniya v sistemah elektroснабженiya s monopotrebitелем. *Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies*. 2021; 14(1): 17–32. doi:10.17516/1999-494X-0295.

17. Gitelman LD, Kozhevnikov MV, Chebotareva GS, et al. Asset Management of Energy Company based on risk-oriented strategy. *Energy Production and Management in the 21st Century IV*. V. 246: 125-135. doi:10.2495/EPM200121.

18. Oboskalov VP. Problemy rascheta strukturnoj nadezhnosti sistem elektroснабженiya s ispol'zovaniem veroyatnostnogo ekvivalentirovaniya. *Elektrichestvo*. 2015; 12: 4–12.

19. Bajdyuk MA, Komarova GV. Ocenka tekhnicheskogo sostoyaniya i nadezhnosti elektricheskikh mashin. *Izvestiya SPbGETU LETI*. 2019; 3: 78–84.

20. Boyarova DA. Indeks tekhnicheskogo sostoyaniya dlya oborudovaniya 0,4-6(10) kV energoob"ektov nefteдобычи. *Nauka. Tekhnologii. Innovacii*. Novosibirsk, 06-10 Dec 2021. Novosibirsk. Izd-vo NGTU. 2021; Ch. 4: 7–12.

21. Saati T. Prinyatie reshenij. Metod analiza ierarhij. Moskva. *Radio i svyaz'*. 1993.

22. Levin VM, Guzhov NP, Chernenko NA, et al. Metodologiya upravleniya remontami oborudovaniya v elektricheskikh setyah neftepromyslov. *Nauchnyj vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. 2020;2-3(79): 139–155. doi: 10.17212/1814-1196-2020-2-3-139-155.

Authors of the publication

Vladimir M. Levin – Department of Automated Electric Power Systems of Novosibirsk State Technical University.

© В.М. Левин, Н.П. Гужов, Д.А. Боярова

Nikolay P. Guzhov – Department of Power Supply Systems of Enterprises of Novosibirsk State Technical University.

Diana A. Boyarova – Master's student of Novosibirsk State Technical University.

Получено **29.01.2022г.**

Отредактировано **10.03.2022г.**

Принято **10.03.2022г.**