



ФАКТОР НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Ф.Л. Бык, Ю.В. Какоша, Л.С. Мышкина

Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5121-4143>, Lsmyskhina@gmail.com

Резюме: Принятие технических решений на стадии проектирования распределительной сети значительно влияет на изменение показателей бесперебойности электроснабжения потребителей. В качестве основных можно выделить SAIDI и SAIFI. Однако, методическое обеспечение для их определения на перспективу в настоящее время отсутствует. **ЦЕЛЬ.** Разработка методики расчета прогнозных значений показателей бесперебойности электроснабжения, учитывающих изменения схемно-режимных состояний участка распределительной сети 10 кВ при проектировании. Внедрение разрабатываемой методики в проектную практику целесообразно и актуально, особенно в связи с появлением распределенной малой генерации, оказывающей значительное влияние на режимы загрузки электрических сетей. Получает широкое распространение практика создания локальных энергосистем на основе малой генерации и распределительной сети, которые могут служить базовым элементом распределенной энергетики и основой трансформации энергетики, т.к. с их появлением возрастет эффективность энергетики. В том числе за счет роста надежности электроснабжения. Однако без соответствующих исследований и разработки методического обеспечения для анализа влияния проектных решений на надежность электроснабжения возникают сложности по обоснованию схем выдачи мощности малой генерации, целесообразности мероприятий по созданию локальных энергосистем и эффективности их интеграции. Разработанная МЕТОДИКА основана на применении методов статистической обработки, экспертных систем, метода Саати и направлена на применение в распределительных сетях 0,4-10 кВ. Методика позволяет сопоставить различные мероприятия с учетом изменения структурной и функциональной надежности распределительной сети, имеющихся режимных ограничений. Верификация методики осуществлена на примере участка распределительной сети жилого микрорайона. **РЕЗУЛЬТАТЫ.** Сопоставление результатов, полученных по методике и в программном промышленном комплексе доказали адекватность предложенной методике и достоверность получаемых прогнозных значений SAIDI и SAIFI.

Ключевые слова: проектирование, распределительная сеть, индекс технического состояния, структурная и функциональная надежность, бесперебойность электроснабжения, локальная энергосистема.

Благодарности: Работа, по результатам которой выполнена статья, выполнена при поддержке Новосибирского государственного технического университета (проект С20-16).

Для цитирования: Бык Ф.Л., Какоша Ю.В., Мышкина Л.С. Фактор надежности при проектировании распределительной сети // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 6. С. 43-54. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-6-43-54.

RELIABILITY FACTOR IN THE DESIGN OF A DISTRIBUTION NETWORK

FL. Byk, YuV. Kakosha, LS. Myshkina

Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5121-4143>, Lsmyskhina@gmail.com

Abstract: *Decision-making at the design stage of the distribution network significantly affects the change in the indices of uninterrupted power supply to consumers. The main ones are SAIDI and SAIFI. There is no methodological support for determining the predicted values of the power supply continuity indices. The purpose of the study is to develop a methodology for calculating the predicted values of indicators of uninterrupted supply during design. A feature of the technique is the account of the circuit-mode changes in the 0.4-10 kV distribution network section. The introduction of the developed methodology into project practice is relevant and expedient. An important point is the accounting of distributed generation, which has a significant impact on the operating conditions of power supply systems. Local power systems based on distribution generation and networks 0.4-10 kv are becoming widespread, which can serve as the basis for distributed energy and energy transition in Russia. Their appearance increases the efficiency of the energy sector, including increasing the power supply reliability. However, difficulties arise in justifying distributed generation power distribution schemes, the feasibility of measures to create local power systems and the effectiveness of their integration without appropriate research and methodological support. The developed methodology is based on the use of statistical processing methods, expert systems, the SAIDI method. It is aimed at medium and low voltage distribution networks. The methodology makes it possible to compare measures taking into account changes in the structural and functional reliability of the distribution network and regime restrictions. Verification of the methodology was carried out on the example of a section of the distribution network of a residential neighborhood. Comparison of the results obtained by the methodology and in the software ETAP, proved the adequacy of the proposed methodology and the reliability of the predicted values obtained SAIDI and SAIFI.*

Keywords: *design; distribution network, technical condition index, uninterrupted power supply, local power system.*

Acknowledgments: *This work was supported by the Novosibirsk State Technical University (Project C20-16).*

For citation: Byk FL, Kakosha YuV, Myshkina LS. Reliability factor in the design of a distribution network. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020;22(6):43-54. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-6-43-54.

Введение

Схемы электрических сетей должны обеспечить необходимую надежность электроснабжения, передачу требуемого количества с заданными показателями качества электроэнергии потребителям, возможность дальнейшего развития сети и подключения новых потребителей, удобство и безопасность эксплуатации. Следовательно, в распределительных электрических сетях важную роль играют требования к показателям, отражающим уровень надежного электроснабжения потребителей.

На стадии эксплуатации начиная с 2012 года используются индикативные показатели надежности. К ним относятся показатели *SAIDI* (*System Average Interruption Duration Index*) и *SAIFI* (*System Average Interruption Frequency Index*), отражающие среднюю длительность и частоты прерывания электроснабжения потребителей в районе электрических сетей, значения которых влияют на тариф на услугу по передаче электроэнергии [1] согласно Постановлению Правительства РФ от 31.12.2009 № 1220.

На сегодняшний день, при проектировании распределительных сетей используется технико-экономическое сопоставление вариантов электроснабжения, в основе которого лежит понятие категории надежности потребителей. Однако такая ситуация во многом не соответствует современному состоянию энергетического перехода к распределенной энергетике, цифровизации электрической сети и изменениям в системе управления. Требуется введение дополнительных критериев, позволяющих повысить обоснованность технических решений на стадии управления развитием распределительных сетей. Одним из таких критериев предлагается принять учет прогнозных показателей надежности *SAIDI*, *SAIFI*, значения которых как было отмечено выше влияют на экономическую эффективность компании.

Необходимость сочетания централизованного и децентрализованного управления предполагает создание автоматики, влияющей на схемно-режимные условия работы распределительной сети, дополнительно к традиционным устройствам режимного и

противоаварийного управления. Это требует совершенствования процесса проектирования распределительной сети с целью формирования определенных свойств – безотказности, восстанавливаемости, управляемости, долговечности и других. Следовательно, актуальны задачи разработки соответствующего методического обеспечения, нормативной базы, новых средств и способов достижения поставленной цели, что обуславливает актуальность проведенных авторами исследований, научную и практическую значимость полученных результатов.

Целью работы является разработка методики расчета прогнозных значений показателей бесперебойности электроснабжения (*SAIDI* и *SAIFI*), учитывающих схемно-режимные изменения участка распределительной сети 10 кВ при проектировании:

- нового сетевого оборудования;
- присоединения к сети малой генерации

Участок распределительной сети – элемент системы электроснабжения потребителей, запитанных от одного центра питания. Очевидно, что выбор схемы и состава линий электропередач, число распределительных пунктов, количество и мощность трансформаторных пунктов 10/0.4 кВ, коммутационного оборудования зависит от двух факторов:

- мощности силовых трансформаторов районной ПС 110/10 кВ и ПС 35/10 кВ;
- числа и мощностей потребителей, их распределения по территории;
- распределения потребителей по категории надежности электроснабжения.

Научная новизна состоит в учете технического состояния сетевого оборудования при расчете показателей бесперебойности электроснабжения, а также в разработке способа определения «критических» узлов и требований для обоснования сетевого резервирования или присоединения малой генерации.

Практическая значимость состоит в дополнении методической базы для разработки схем технологического присоединения потребителей и схем выдачи мощности электростанций. Важно отметить, что полученные результаты позволяют решать комплекс задач по созданию локальных энергосистем и их объединения с ЕЭС для синхронной параллельной работы, с возможностью их отделения для сохранения бесперебойного электроснабжения при технологических нарушениях в сети 35 кВ и выше.

Существующие методики расчета прогнозных значений *SAIDI* и *SAIFI*

Для оценки безотказности силового оборудования и бесперебойности сети 35 кВ и выше, образующих федеральную и региональные системы электроснабжения, в настоящее время используются следующие методики и методические указания:

- Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденная приказом № 676 Минэнерго России от 26.07.2017 (с изменениями от 17.03.2020);
- Методические указания по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа, приказ № 123 от 19.02.2019 г.

В методиках Минэнерго оценка технического состояния производится для следующего технологического оборудования [2]:

- паровые турбины, установленной мощностью 5 МВт и более;
- паровые (энергетические) котлы, обеспечивающие паром паровые турбины установленной мощностью 5 МВт и более;
- гидротурбины, установленной мощностью 5 МВт и более;
- газовые турбины, установленной мощностью 5 МВт и более;
- гидрогенераторы, номинальной мощностью 5 МВт и более;
- турбогенераторы, номинальной мощностью 5 МВт и более;
- силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше;
- линии электропередачи (далее – ЛЭП) напряжением 35 кВ и выше (далее – основное технологическое оборудование).

Указанные выше методики определяет порядок оценки технического состояния основного технологического оборудования и определения оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на оборудование. Одно из основных назначений методики определения индекса технического состояния (ИТС) – это решение задач принятия решений по техническому воздействию на технологическое оборудование, т.е. методика применяется на действующем объекте с учетом статистических данных, собираемых в процессе эксплуатации [2].

Методические указания к методике министерства энергетики определяют порядок расчета вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования электрических станций и электрических сетей, а также порядок оценки последствий такого отказа. Методика позволяет сократить время на определение индикативных показателей бесперебойности электроснабжения.

Расчет вероятности отказа единицы основного технологического оборудования и (или) ее функционального узла осуществляется на основе:

- прогноза изменения индекса технического состояния функциональных узлов единицы основного технологического оборудования;
- прогноза вероятности отказа функциональных узлов единицы основного технологического оборудования;
- прогноза вероятности отказа единицы основного технологического оборудования.

Область применения указанных методик – электрические сети 35 кВ и выше (центры питания), которые обладают высокой наблюдаемостью и достаточным статистическим материалом по основному технологическому оборудованию, применяемые в системе управления производственными активами [2, 3]. Схемно-режимные особенности и структура данных сетей позволяет определить индексы технического состояния для каждой единицы оборудования, а также учитывать прогнозные показатели надежности при проектировании.

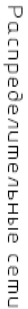
Однако распределительные сети 10 кВ и ниже обладают рядом значительных отличий от питающих сетей 35-220 кВ, что делает невозможным применение методик Минэнерго в данных сетях. Рассмотрим данные отличия.

Одной из главных особенностей распределительных сетей электроснабжения бытовых и сельскохозяйственных потребителей является их разветвленность и протяженность. Это обусловлено разнообразием подключаемых потребителей (как по величине, так и по составу нагрузок), ближайшим расположением точек подключения, преимущественно радиальным способом подключения нагрузок, отсутствием схем перспективного развития этих сетей. Распределительные сети имеют очень разветвленную структуру, множество коммутационных аппаратов и кабельно-воздушных связей, что приводит к частым технологическим нарушениям в работе данных сетей. В итоге отказы в сетях 6 – 10 кВ являются причиной порядка 70 % всех нарушений электроснабжения потребителей, что снижает техническую эффективность данных сетей [4, 5].

Для примера можно взять часть реальной схемы электроснабжения Свердловского района г. Иркутска Южных электрических сетей АО «ИЭСК» (Рис. 1).

Из анализа схемы вытекает, что к одному центру питания 35/6 кВ подключено 44 трансформаторных подстанции 6/0,4 кВ, 2 ЦРП-6 кВ, более 60 км линий 6 кВ. При этом максимальная мощность нагрузки, присоединенной к точкам поставки электроэнергии ТП-6/0,4 кВ составляет 9 МВт, хотя на центре питания установлены трансформаторы 2х10 МВт. По действующим правилам размер присоединенной нагрузки ограничен по требованиям надежности, т.е. по критерию «n-1». Наличие большого количества основного электротехнического оборудования с различными техническими характеристиками делает невозможным применение действующих методик по расчету ИТС и вероятностей отказов оборудования.

К дополнительным трудностям при расчетах показателей надежности распределительных сетей следует также отнести отсутствие периодичности обследования необходимых параметров основного оборудования, и как следствие, невозможность ежегодно рассчитывать изменения индексов технического состояния каждой единицы оборудования.



Основные положения предлагаемой методики

При проектировании распределительных электр

В дополнение к существующим методикам для определения прогнозных

Обобщенный индекс технического состояния распределительной сети

Основными элементами распределительной сети 10 кВ являются

В табл. 1 представлены основные функциональные узлы элементов, выделенные в

Таблица 1

Функциональные узлы элементов распределительной сети		
Трансформатор	Кабельная линия	Выключатель
1. изоляционная система; 2. обмотки трансформатора; 3. магнитопровод; 4. высоковольтный ввод; 5. система регулирования напряжения	1. вспомогательное оборудование; 2. концевые и соединительные муфты; 3. силовой кабель	1. привод; 2. дугогасящая камера; 3. контактная система

В принятой Министерством энергетики методике оценки технического состояния основного технологического оборудования [2] не указано, каким образом были назначены те или иные весовые коэффициенты для учитываемых в расчете индекса технического состояния функциональных узлов.

В предлагаемой методике весовые коэффициенты функциональных узлов элемента сети определяются на основе экспертных оценок и статистических данных технологических нарушений, обусловленных выходом из строя функциональных узлов, соответствующих данному элементу.

Конечная балльная оценка определена методом экспертных оценок и методом Саати [6] с введением коэффициентов, отражающих компетентность экспертов. Экспертные оценки должны быть составлены для каждого участка распределительной сети, учитывая её особенности. В исследовании авторами принято, что граничные значения балльной шкалы оценки, характеризующей техническое состояние функционального узла и уровень выполнения требуемых функций. Балльная оценка функционального узла элемента сети, умноженная на вес функционального узла ($K_{вфу}$), позволяет получить обобщенный ИТС. Значение обобщенного ИТС будет применено при определении перспективных значений индикативных показателей надежности электроснабжения.

Расчет прогнозных индикативных показателей бесперебойности электроснабжения

В утвержденной Министерством энергетике методике при расчете прогноза вероятности отказа функционального узла единицы основного технологического оборудования или сегмента ЛЭП на прогнозный период 5 лет используется поправочный коэффициент $K_{п}$, учитывающий отношение величины индекса технического состояния функционального узла единицы основного технологического оборудования или сегмента ЛЭП до и после последнего технического воздействия или в предыдущем и текущем календарном году [2].

Однако в распределительных сетях существующая в настоящее время система сбора информации о параметрах, характеризующих техническое состояние оборудования не позволяет получить достоверные данные. Установлено, что данные собираются не системно, несвоевременно, должным образом не фиксируются, не проводится их формальный анализ. Существует большая доля отказов элементов сети (до 50 %), причины которых не выявлены. Это свидетельствует о неудовлетворительном состоянии системы сбора ремонтно-эксплуатационной информации на объектах электросетевого комплекса, а также не достаточным уровнем оснащения средствами технической диагностики и автоматизированными системами мониторинга [7, 8]. Все вышесказанное свидетельствует о невозможности получения достоверного значения $K_{п}$, а значит о невозможности определения вероятности отказа функционального узла элемента сети.

В связи с этим предлагаемой методикой предусматривается корректировка определения интенсивности отказов элемента распределительной сети λ_i , которую предлагается учитывать, используя отношение требуемого и текущего значений обобщенного индекса технического состояния, что представлено в формуле (1).

$$\lambda = \lambda_n = \left(\frac{\text{ИТС}_0^{\text{треб}}}{\text{ИТС}_0^{\text{тек}}} \right), \quad (1)$$

где λ_n – статистическое значение интенсивности отказов элемента системы электроснабжения, определенное на основе журналов аварийных отключений либо литературных источников, к примеру [9]; $\text{ИТС}_0^{\text{треб}}$ – требуемое значение обобщенного

индекса технического состояния, принимается равным 85 баллам для элементов распределительной сети, так как соответствует периоду приработки; $ИТС_{\text{о}}^{\text{тек}}$ – обобщенный индекс технического состояния элемента распределительной сети в фактических условиях эксплуатации.

Тогда для расчета время нахождения в неработоспособном состоянии элемента системы электроснабжения (T) воспользуемся известным выражением:

$$T = \lambda \cdot t_{\text{в}}, \quad (2)$$

где $t_{\text{в}}$ – время восстановления в рабочее состояние i -ого элемента системы электроснабжения

Прогноз средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки TCO ($SAIDI$) с учетом распределительной сети определяется по формуле:

$$SAIDI_{\Pi} = SAIDI_T - \left[\left(\sum T_i \times N_i / N_{\text{max}} \right)^T - \left(\sum T_i \times N_i / N_{\text{max}} \right)^{\Pi} \right]. \quad (3)$$

Прогноз средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки TCO ($SAIFI$) с учетом распределительной сети определяется по формуле:

$$SAIFI_{\Pi} = SAIFI_T - \left[\left(\sum \lambda_i \times N_i / N_{\text{max}} \right)^T - \left(\sum \lambda_i \times N_i / N_{\text{max}} \right)^{\Pi} \right], \quad (4)$$

где T – индексация текущего состояния системы электроснабжения;

Π – индексация прогнозного состояния системы электроснабжения;

λ_i – интенсивность отказов i -ого критического элемента системы электроснабжения, ч;

N_i – количество точек поставки отключаемых в результате технологического нарушения из-за отказа i -ого критического элемента системы электроснабжения, шт.;

N_{max} – количество точек поставки в системе электроснабжения, шт.;

T_i – время нахождения в неработоспособном состоянии i -ого критического элемента системы электроснабжения;

Критическим элементов системы электроснабжения в методике является элемент, при отказе которого наблюдается наибольшее количество отключаемых точек присоединения. Для поиска критических элементов системы электроснабжения необходимо определить количество узлов, отключаемых при отказе i -ого элемента сети (N_i в формулах (3), (4)). Предлагается осуществлять моделирование отказов элемента с контролем установившегося электрического режима и фиксацией отключаемых узлов с помощью ПВК «RastrWin3», АНАРЭС, Eurostag, ETAP либо других расчетных комплексов с фиксацией количества отключаемых потребителей для определения максимального значения по формуле (5).

$$N_i = \max(N_{jg}), \quad (5)$$

где N_{jg} – количество отключаемых точек присоединения потребителей при отказе g -го элемента j -го типа; $j = 1 \dots J$ – порядковый номер типа элемента сети (трансформаторы, кабельные линии электропередачи, выключатели и др. ключевые типы элементов системы электроснабжения); $g = 1 \dots G$ – порядковый номер элемента в рамках одного типа, G – количество элементов одного типа. При этом делается допущение об отсутствии взаимосвязанных отказов, учитываются только одиночные отказы оборудования.

Можно отметить наличие довольно амбиционных планов по снижению показателей бесперебойности электроснабжения в России. Средняя продолжительность отключений электроэнергии $SAIDI$ по Сибири в целом на конец 2019 года составила 2,53 часа, в результате реализации программы «Цифровая трансформация 2030» этот показатель снизится в 2024 году до 2,39 часа, а в 2030 году – до 2,22 часа, что составляет 1,1 % в год. Средняя частота отключений ($SAIFI$) по Сибири составляет 1,63 единиц, благодаря реализации программы, в 2024 году этот показатель должен снизиться до 1,55 и в 2030 году – до 1,44 [10], что составляет 0,9 % в год.

Очевидно, что основное влияние на изменение указанных показателей будут оказывать технические решения на уровне распределительных сетей 0,4-10 кВ, что подчеркивает актуальность предложенной методики и целесообразность ее практического применения.

Применение методики для управления развитием распределительной сети

Предложенная методика позволяет рассчитывать прогнозные показатели бесперебойности электроснабжения потребителей, а также принимать конкретные

технические решения по увеличению надежности распределительной сети при управлении её развитием.

Сравнение прогнозных показателей бесперебойности позволяет выявить критические элементы сети, отказ которых приводит к наибольшему отключению потребителей (как по мощности, так и по времени восстановления электроснабжения), что позволяет принять соответствующие меры по резервированию данных элементов сети.

Одним из методов резервирования и современной тенденцией развития сетей является строительство малой распределенной генерации (МРГ), что отмечается многими экспертами [4,11,12,13]. МРГ может быть использована для обеспечения надежности энергосистемы, так как с ее появлением снижается нагрузка магистральных и питающих сетей, растут запасы пропускной способности сети, снимается проблема локальных дефицитов в районах закрытых центров питания [14]. С появлением МРГ возможно значительно сократить инвестиции на развитие распределительной сети и повысить бесперебойность электроснабжения.

Предлагаемая методика позволит определить наиболее оптимальные точки подключения генерации для повышения надежности электроснабжения потребителей, находящихся «под угрозой» потери питания. Таким образом, повышается надежность всей электрической сети. Также появляются дополнительные критерии по выбору мощности МРГ с учетом необходимости резервирования не всей сети, а только её части. Методика также может быть применена для определения оптимальных точек объединения нескольких локальных систем электроснабжения (ЛСЭ) в единую энергосистему малой мощности и создание универсальных энергетических ячеек *Microgrid* с инфраструктурой переменного тока [15].

Ниже приведён пример апробации предложенной методики, позволяющий судить о достоверности полученных результатов.

Результаты

Апробация предложенной методики осуществлена на примере участка распределительной сети жилого микрорайона, электроснабжение которого осуществляется от ПС-1 (рис. 2) Структура нагрузки - преимущественно бытовое потребление с небольшой долей непроизводственных предприятий связанных со сферой услуг. Суммарное количество точек поставки в анализируемом районе – 108, мощность присоединенной нагрузки - 9, 42 МВт.

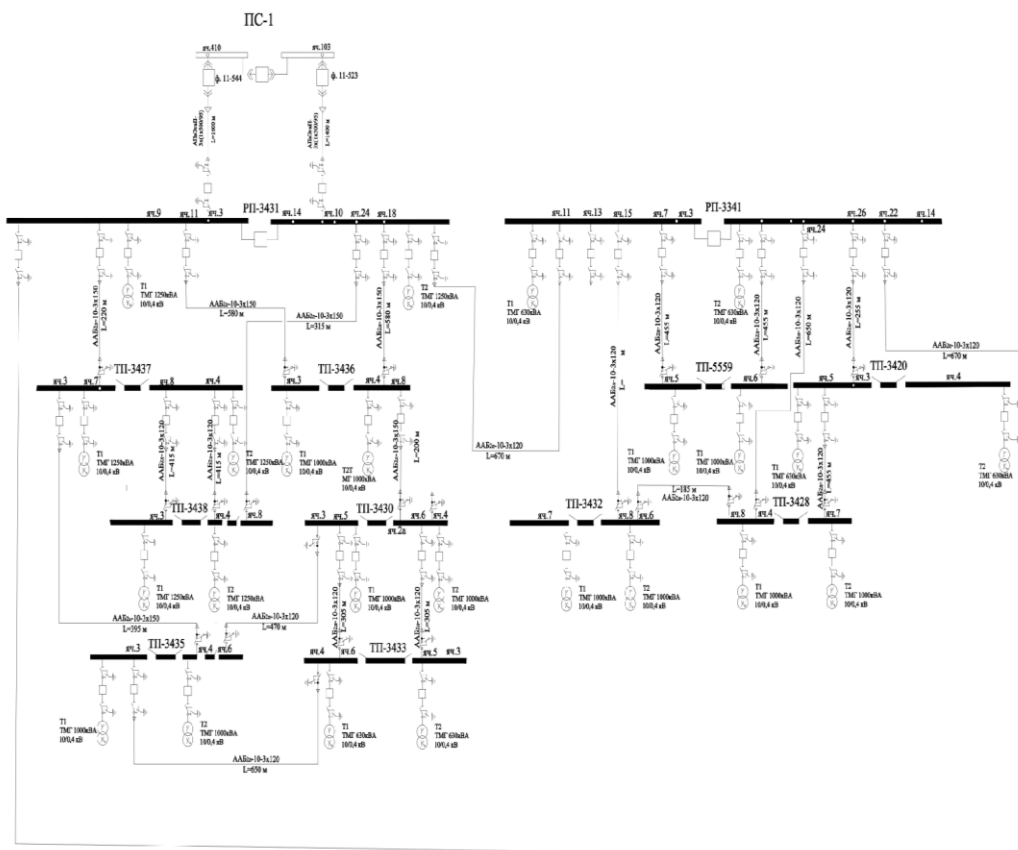


Рис. 2. Расчетная однолинейная схема участка распределительной сети 10 кВ

В результате анализа структурной и функциональной надежности сети в ПВК *ЕТАР* определены значения показателей бесперебойности текущего состояния анализируемой системы электроснабжения:

$$SAIDI_T = 2,6420 \text{ ч}, SAIFI_T = 0,2411 \text{ 1/год}$$

Далее, с помощью анализа установившихся режимов определены критические элементы, отказы которых сопровождаются максимальным количеством отключаемых точек поставки:

- К-10, сопровождающееся отключением 12 точек поставки,
- трансформаторы ТП-3438, сопровождающееся отключением 9 точек поставки;
- отказы выключателей не приводит к прерыванию электроснабжения потребителей.

Так как к наибольшему количеству отключаемых точек поставки приводит отказ К-10 (выделенная область на рис. 3), принято решение о необходимости резервирования данной линии.

В качестве мероприятий по повышению бесперебойности электроснабжения рассматривается присоединение МРГ с созданием на ее основе сбалансированной локальной энергосистемы. На рис. 3 схематично показано место присоединения МРГ (шина ТП-3437) и выделена зона локальной системы электроснабжения.

Моделируется, что МРГ выполняет функцию резервирования сети, поэтому отключение К-10 не приводит к отключению нагрузки в выделенном районе, тогда ее мощность ($P_{\text{МРГ}}$) определяется исходя из мощности, присоединенной к узлам нагрузки ($P_{\text{ТП-...}}$) с учетом 20% аварийного резерва:

$$P_{\text{МРГ}} = 1,2 \times (P_{\text{ТП-3437}} + P_{\text{ТП-3430}} + P_{\text{ТП-3435}} + P_{\text{ТП-3433}}) \quad (6)$$

$$P_{\text{МРГ}} = 4 \text{ МВт}$$

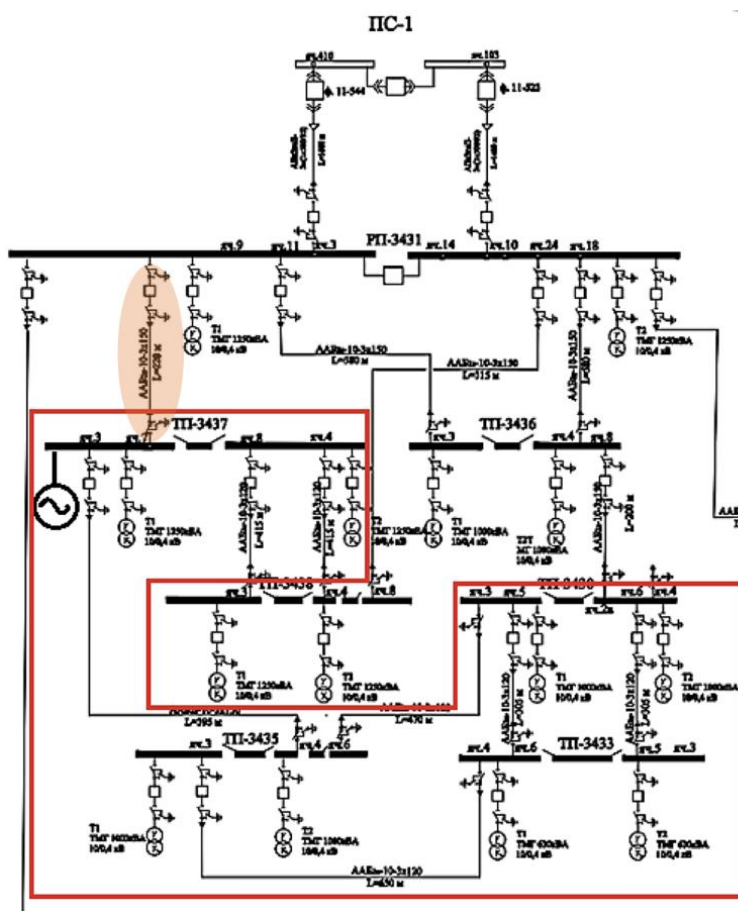


Рис. 3. Выделяемая локальная энергосистема

Следовательно, моделируем присоединение 4 ГПУ по 1 МВт. Показатели работоспособности выбранных ГПУ: $t_b = 14,34 \text{ ч}$; $\lambda = 6,17 \text{ раз/год}$.

Согласно предложенной методике рассчитаны прогнозные показатели бесперебойности электроснабжения при присоединении МРГ и создании локальной системы электроснабжения:

$$SAIDI_{\Pi} = 2,3651 \text{ ч}, SAIFI_T = 0,2211 \text{ 1/год}$$

Таким образом строительство МРГ в зоне анализируемого участка распределительной сети позволяют улучшить показатели *SAIDI* и *SAIFI*: наблюдается снижение показателей на 11,5% и 9 % соответственно. Что доказывает эффективность строительства МРГ для повышения бесперебойности электроснабжения потребителей.

В табл. 2 показано сопоставление результатов, полученных с применение предложенной авторами методикой, с результатами расчетов в ПБК ЕТАР.

Таблица 2

Сопоставление прогнозных значений *SAIFI* и *SAIDI*, полученных различными методами

Метод расчета	Методика	ПБК ЕТАР	Отклонение, %
<i>SAIDI</i>	2,3651	2,3632	0,1
<i>SAIFI</i>	0,2211	0,2076	5,0
$\Delta SAIDI, \%$	11,5	11,8	-
$\Delta SAIFI, \%$	9,1	16,0	-

Отклонения прогнозных показателей, определенных по методике, не превышают 5% от показателей, полученных при расчете с использованием ПБК ЕТАР. Это позволяет судить о достоверности методики и возможности ее применения для повышения обоснованности принимаемых технических решений на стадии управления развитием распределительных сетей, без применения дополнительного дорогостоящего программного обеспечения.

Заключение

Действующий порядок установления тарифа на услуги по передаче электрической энергии в России определяет зависимость экономической эффективности сетевых компаний и бесперебойности электроснабжения. Однако, при принятии решений на стадии управления развитием районных систем электроснабжения и распределительных сетей 0,4-10 кВ указанные показатели не учитываются.

Для повышения обоснованности проектных решений для распределительной сети 10 кВ и ниже разработана методика, позволяющая рассчитывать прогнозные значения показателей *SAIDI* и *SAIFI* при проектировании развития распределительной сети, которая может служить дополнением действующей методики Минэнерго России.

Предлагается применение обобщенных индексов технического состояния элементов распределительной сети и взаимосвязь с перспективными значениями индикативных показателей бесперебойности электроснабжения. На примере участка распределительной сети выполнена апробация методики. Путем сопоставления результатов с расчетами, выполненными в ПБК ЕТАР, доказана достоверность получаемых результатов: отклонения составили не более 5 %.

Наличие прогнозных значений показателей *SAIDI* и *SAIFI* в проектной деятельности повысит обоснованность принимаемых решений, в том числе по обоснованию схем выдачи мощности малой генерации при технологическом присоединении к сетям, мероприятий по созданию локальных энергосистем и их объединению между собой с учетом индексов технического состояния оборудования, структурной и функциональной надежности распределительной сети и имеющихся режимных ограничений, что является необходимым элементом управления развитием при проектировании.

Литература

1. Любимова Н.Г., Порцина Е.Н. Анализ зарубежных методов регулирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии сетевыми организациями // Инновации и инвестиции. 2020. №1. С. 163-167
2. Грабчак Е.П. Оценка технического состояния энергетического оборудования в условиях цифровой экономики // Надежность и безопасность энергетики. 2017. №10(4). С. 268-274.
3. Хальясмаа А.И., Дмитриев С.А., Кокин С.Е. Система управления техническими активами предприятий электросетевого комплекса // Промышленная энергетика. 2014. № 2. С. 36-40.
4. Батенина В.М., Бушуева В.В., Воропай Н.И. Инновационная электроэнергетика 21. М.: ИЦ «Энергия». 2017. 584 с.
5. Byk F.L., Myshkina L.S., Sabadash I.A. Features of the functional reliability of 0.4-10 kV distribution networks // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. V. 791. doi: 10.1088/1757-899X/791/1/012041

6. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий / пер. с англ. Р. Г. Вачнадзе. М.: Радио и связь, 1993. 278 с
7. Nazarychev A., Andreev D., Tadjibaev A., et al. Methods for calculation of the marginal exploitation lifespan of power transformers 35 kV and higher based on the state index // E3S Web of Conferences, 2018. V. 58.
8. Vysogorets S., Nazarythev A., Tadjibaev A., et al. Development of express method for liquid dielectric quality control as a step to increase the reliability and effectiveness of oil-filled equipment exploitation // Proceedings of the 9th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, ELEKTROENERGETIKA 2017, pp. 36-41
9. Васильев, А.П. Методы и средства обеспечения надежностью и безопасностью электрических сетей и установок электроэнергетических систем. СПб. : Издательство политехнического университета, 2014. 454 с.
10. Россети Сибирь готовит платформу для перехода на цифровую модель управления сетями. Доступно по: <https://www.mrsk-sib.ru/> Ссылка активна на 25 сентября 2020.
11. Хохлов А., Мельников Ю., Веселов Ф., Холкин Д., Дацко К. Распределенная энергетика в России: потенциал развития. М: Энергетический центр управления Московской школы управления Сколково, 2018. 87 с. Доступно по: http://www.energsovet.ru/stat/skolko_914.pdf Ссылка активна на 15 октября 2020.
12. Filippov S.P., Dilman M.D., Ilyushin P.V. Distributed Generation of Electricity and Sustainable Regional Growth // Thermal Engineering. 2019. V. 66(12), pp. 869-880
13. Илюшин П.В. Анализ особенностей сетей внутреннего электроснабжения промышленных предприятий с объектами распределённой генерации // Энергетик. 2016. № 12. С. 21-25.
14. Мышкина Л.С. Малая генерация – средство повышения живучести энергосистемы // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2017. Т. 19, № 1-2. С.23-30.
15. Fishov A.G., Lizalek N.N., Kakosha Y.V., et al. Microgrid with Alternate Current Infrastructure Proceeding of the 54th international universities power engineering conference UPEC 2019, Bucharest: IEEE, 2019. 6 p. Доступно по: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8893545>. Ссылка активна на 20 октября 2020.

Авторы публикации

Бык Феликс Леонидович – канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем, Новосибирский государственный технический университет.

Какоша Юрий Васильевич – аспирант кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем, Новосибирский государственный технический университет.

Мышкина Людмила Сергеевна – канд. техн. наук, старший преподаватель кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем, Новосибирский государственный технический университет.

References

1. Lyubimova NG, Portsina EN. Analysis of foreign methods for regulating tariffs for electric power transmission services by network organizations. *Innovacii i investicii*. 2020;1;163-167.
2. Grabchak EP. Assessment of the technical condition of power equipment in the digital economy Safety and Reliability of Power Industry; 2017; 10(4); 268-274. doi: 10.24223/1999-5555-2017-10-4-268-274.
3. Khalyasmaa AI, Dmitriev SA, Kokin S.E. Technical asset management system for power grid enterprises. *Industrial power engineering*. 2014;2: 36-40.
4. Batenin VM, Bushueva VV, Gurgling NI. *Innovative electric power industry – 21*. М.: EC "Energy"; 2017.
5. Byk FL, Myshkina LS, Sabadash IA. Features of the functional reliability of 0.4-10 kV distribution networks. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2020;791:7. doi: 10.1088/1757-899X/791/1/012041
6. Saaty T. *Fundamentals of Decision Making with the Analytic Hierarchy Process*. Moscow, Radio and Communication 1993; 278 p.
7. Nazarychev A, Andreev D, Tadjibaev A, et al. Methods for calculation of the marginal exploitation lifespan of power transformers 35 kV and higher based on the state index. *E3S Web of Conferences*, 2018; 58. doi: 10.1051/e3sconf/20185802006
8. Vysogorets S, Nazarythev A, Tadjibaev A, et al. Development of express method for liquid dielectric quality control as a step to increase the reliability and effectiveness of oil-filled equipment exploitation. *Proceedings of the 9th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, ELEKTROENERGETIKA 2017*, pp. 36-41 doi: 10.1051/e3sconf/20172501013

9. Vasil'ev AP. *Metody i sredstva obespecheniya nadezhnost'yu i bezopasnost'yu elektricheskikh setej i ustanovok elektroenergeticheskikh sistem*. SPb. : Polytechnic University Publishing House; 2014
10. Rosseti Sibir' gotovit platformu dlya perekhoda na cifrovuyu model' upravleniya setyami. Available at: <https://www.mrsk-sib.ru> Accessed: 25 Sept 2020.
11. Khokhlov A, Melnikov Y, Veselov F, et al. Raspredeleonnaya energetika v Rossii: potencial razvitiya. M: Energy Management Center of the Moscow School of Management Skolkovo. 2018; 87. Available at: http://www.energsovet.ru/stat/skolkovo_914.pdf Accessed to: 15 Oct 2020.
12. Filippov SP, Dilman MD, Ilyushin PV. Distributed Generation of Electricity and Sustainable Regional Growth. *Thermal Engineering*. 2019; 66(12); 869-880. doi: 10.1134/S0040601519120036
13. Ilyshin PV. Analysis of the peculiarities of internal power supply networks of industrial enterprises with distributed generation facilities. *ENERGETIK*. 2016; 12; 21-25.
14. Myshkina LS. Small generation - a means of increasing the survivability of the power system. Proceedings of the higher educational institutions. *ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2017; 19(1-2); 23-30.
15. Fishov AG, Lizalek NN, Kakosha YV, et al. Microgrid with Alternate Current Infrastructure. *Proceeding of the 54th international universities power engineering conference UPEC 2019, Bucharest: IEEE, 2019*. 6 p. Available at: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8893545>. Accessed to: 20 Oct 2020. doi: 10.1109 / UPEC.2019.8893496.

Authors of the publication

Felix L. Byk – Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia.

Yuri V. Kakosha – Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia.

Lyudmila S. Myshkina – Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia.

Получено

20 октября 2020г.

Отредактировано

28 ноября 2020г

Принято

28 ноября 2020г.