

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-200-207>

УДК 621.311, 621.315, 621.316

## Технологическая и эксплуатационная надежность системы электроснабжения

**Бык Ф. Л., Мышкина Л. С.\***

ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»

пр-т. К. Маркса, 20, 630073, г. Новосибирск, Россия

Поступила / Received 20.07.2018

Принята к печати / Accepted for publication 24.08.2018

Статья посвящена вопросам выбора способов повышения технической надежности региональной электрической сети (РЭС) для обеспечения надежного электроснабжения. На стадии эксплуатации на систему производственно-технического управления производственными активами (СУПА) территориальной сетевой организации (ТСО), как оператора РЭС, возлагается задача повышения эксплуатационной надежности. Технологическая надежность обеспечивается системой оперативно-диспетчерского управления, которая использует существующие в сети резервы для поддержания технологического процесса электроснабжения при отказах оборудования. Актуальность повышения технологической и эксплуатационной надежности системы электроснабжения (СЭС) требует разработки и совершенствования методов анализа и оценки готовности ТСО оказывать услуги по передаче электроэнергии. Принятые в России индикативные показатели отражают уровень технологической надежности СЭС, но не позволяют судить о техническом состоянии сетевого оборудования, выявлять причинно-следственные связи между отказом оборудования и прерыванием электроснабжения. Целью исследования является определение «узких» мест с позиций технологической надежности и обоснование проведения мероприятий технического обслуживания и ремонта (ТОиР) или технического перевооружения и реконструкции (ТПиР). Представлена модель СЭС, отражающая техническое состояние сетевого оборудования и оперативную готовность автоматики, наличие структурного, функционального и нагрузочного резервирования в РЭС. Предложен метод расчета показателей надежности СЭС, отражающих степень освоения технического потенциала сети и роль указанных узлов в системе электроснабжения. Это позволяет определить участки сети, где требуется внедрение новых технологий. В отличие от известного метода, основанного на экспертных оценках вероятностей различных схемно-режимных состояний сети и на расчетах нормальных и послеаварийных режимов, предлагается менее трудоемкая, формализованная процедура анализа и оценки структурной и функциональной надежности РЭС. Полученные результаты позволяют повысить обоснованность решений, принимаемых как на стадии эксплуатации, так и на стадии проектирования.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** региональная электрическая сеть, система электроснабжения, технический потенциал, безотказность, эффективность

### Адрес для переписки:

Мышкина Л. С.

ФГБОУ ВО «НГТУ», кафедра АЭС

пр-т К. Маркса, 20, 630073, г. Новосибирск, Россия,

e-mail: L-zakirova@yandex.ru

### Address for correspondence:

Myshkina L. S.

Novosibirsk State Technical University

20 Prospekt K. Marksa, 630073, Novosibirsk, Russia

e-mail: L-zakirova@yandex.ru

### Для цитирования:

Бык Ф. Л., Мышкина Л. С. Технологическая и эксплуатационная надежность системы электроснабжения. Надежность и безопасность энергетики. 2018. – Т. 11, №3, – С. 200–207

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-200-207>

### For citation:

Byk F. L., Myshkina L. S. [Technological and operational reliability of power supply system]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2018, vol. 11, no. 3, pp. 200–207 (in Russian)

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-200-207>

## Technological and operational reliability of power supply system

**Byk F. L., Myshkina L. S.\***

*Novosibirsk State Technical University  
20 Prospekt K. Marksa, 630073, Novosibirsk, Russia*

The article is devoted to choosing ways to improve the technological reliability of regional electric network (REN) to ensure reliable power supply. At the operational stage, the task of increasing operational reliability is assigned to the enterprise asset management system of the territorial network organization (TNO), as a REN operator. Technological reliability is ensured by an operational dispatch control system, which uses the existing reserves in the network to support the technological process of electricity supply to electricity consumers in case of network equipment failures. The relevance of improving the technological and operational reliability of power supply system (PSS) requires the development and improvement of methods for analyzing and assessing the TNO's readiness to provide power transmission services. The indicators adopted in Russia reflect the level of technological reliability of PSS. However, these indicators do not reflect the technical condition of the equipment, or identify causal relationship between an equipment failure and an interruption of power supply. The research is aimed at identifying "bottlenecks" from the technological reliability standpoint and substantiating maintenance and repair, and technical re-equipment and reconstruction measures to improve operational reliability. A PSS model is proposed reflecting the technical condition of the network equipment, the operational readiness of automation systems, the availability of structural, functional and load redundancy in the REN. A method is suggested for calculating the PSS reliability indicators, where the developed indices reflect the degree of development of the network technical potential and the role of the aforesaid nodes in the PSS. The method makes it possible to identify the network parts, where it is necessary to introduce new technologies. In contrast to a well-known method, which is based on expert estimates of probabilities of different circuit-mode states of the network and on the calculation of normal and post-emergency modes, a less time-consuming formalized procedure for analyzing and evaluating the network structural and functional reliability is proposed. The results obtained allow to increase the validity of the decisions made both at the operational stage and the design stage.

KEYWORDS: regional electric network, power supply system, technical potential, reliability, efficiency

Около 60% воздушных линий (ВЛ) 35–110 кВ РФ находятся в эксплуатации более 35 лет. Более 75% подстанций (ПС) указанного класса напряжения эксплуатируются более 25 лет. Объем оборудования со сверхнормативным сроком службы ежегодно увеличивается на 2% [1]. Однако, общая доля технологических нарушений в электросетевом комплексе по причинам, связанным с износом оборудования, составляет только 24%. Это позволяет говорить о наличии других причин, определяющих надежность выполнения функций по передаче и распределению электроэнергии, ответственность за ТСО, как оператор РЭС.

Известно, что состав сетевого оборудования и схема их соединения определяют уровень структурной и функциональной надежности сети, которая обеспечивается наличием структурного, функционального, нагрузочного, временного и информационного резервирования. Способность системы управления использовать имеющиеся резервы и благодаря этому сохранять технологический процесс передачи электроэнергии отражает уровень технологической надежности ТСО.

Технологическая надежность — способность оперативно-диспетчерского управления обеспечить требуемые надежность и качество электроснабжения при изменениях схемно-режимных состояний сети. К множеству факторов, обуславливающих указанные изменения, относятся отказы сетевого оборудования, образующего электрические цепи для протекания тока к электроприёмникам потребителей. Одной из главных задач системы оперативно-диспетчерского управления является

поддержание показателей надежности и качества электроснабжения в заданных регулятором пределах.

Ответственность за поддержание оборудования в исправном состоянии несут соответствующие подразделения, отвечающие за организацию эксплуатации. Важное место занимает СУПА. Способность СУПА в процессе эксплуатации обеспечить поддержание индексов технического состояния сетевого оборудования на достаточном уровне характеризует эксплуатационную надежность. К числу множества показателей, определяющих значения указанных индексов, относятся и единичные показатели безотказности оборудования. Для поддержания указанных показателей в соответствии с требованиями, осуществляется техническое обслуживание и ремонт оборудования, а также техническое перевооружение и реконструкция.

Повышение эксплуатационной надежности способствует сокращению числа и времени прерывания электроснабжения потребителей. Это отражается на технологических показателях надежности электроснабжения — суммарном времени прерывания и объеме недоотпуска электроэнергии потребителям. Указанные показатели, наряду со средней частотой и длительностью нарушения электроснабжения, отражают эффективность ТСО, как оператора региональной электрической сети.

Целью работы является разработка методического обеспечения СУПА, позволяющего определять «узкие» места и осуществлять выбор мероприятий, направленных на повышение технической надежности РЭС.

## Современное состояние с оценкой технологической и эксплуатационной надежности систем электроснабжения

Для анализа и оценки технологической надежности ТСО, согласно Постановлению Правительства РФ от 31.12.2009 N 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг» и соответствующих методических указаний по расчету (Приказ Министерства энергетики РФ от 26.11.2016 г. N 1256), действует установленный порядок. В его основе лежат четыре индикативных показателя:

- средняя продолжительность прекращений передачи электрической энергии (аналог международного показателя AIT);
- средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии потребителям на точку поставки (аналог международного показателя SAIDI);
- средняя частота прекращения передачи электрической энергии потребителям на точку поставки (аналог международного показателя SAIFI);
- объем недоотпущенной электрической энергии потребителям (аналог международного показателя ENS).

Принятый правительством РФ механизм тарифообразования на услуги по передаче электроэнергии использует указанные показатели. Появилась связь «тариф на передачу — надежность энергоснабжения», благодаря чему уровень технологической надежности во многом определяет экономическую эффективность ТСО. Регулятор в лице регионального органа ФАС устанавливает долгосрочные плановые значения индикативных показателей для каждой ТСО. От степени их достижения предусматриваются стимулирующие надбавки к тарифу или штрафы при их снижении.

Кроме региональных ФАС, уровень бесперебойности электроснабжения определяется потребителями как на этапе технологического присоединения, так и позже. В соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии (Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861) потребители имеют право выбора категории надежности. Учитывая, что стоимость технологического присоединения, соответствующая 1 или 2 категории надежности, как минимум в два раза дороже, чем для 3 категории, большинство потребителей отдает приоритет 3 категории надежности. Это предполагает возможность прерывания электроснабжения на 72 часа в течение года, но не более 24 часов подряд [2]. Естественно, занижение требований к бесперебойности электроснабжения практически лишает потребителей возможностей предъявления претензий по компенсации убытков и возмещение ущерба. Этим объясняется отсутствие судебных исков к ТСО, а следовательно, трудно оценить экономические последствия от прерывания электроснабжения из-за технологических нарушений в сетях.

Принятая за рубежом организация СЭС предполагает возложение ответственности за надежность электроснабжения на сетевую компанию, которая является оператором распределенной генерации и распределительных сетей. ТСО обязана выполнять требования к показателям надежности электроснабжения. Например, в ряде стран допускается в среднем на точку поставки 12 отключений суммарной продолжительностью 12 часов в год. При этом контроль и учет нарушений электроснабжения, а также выполнение фискальной функции осуществляют независимые организации, что позволяет использовать страховые механизмы для возмещения убытков и ущерба.

Анализ существующей в России ситуации позволяет сделать выводы. Регулятор стимулирует повышение надежности электроснабжения и делает это за счет увеличения тарифа на услуги по передаче электроэнергии. Однако такой порядок ведет к росту цен за электроэнергию для потребителей, но при этом у ТСО ответственность за надежность выполняемых функций не меняется, т.к. юридическая ответственность за надежность электроснабжения потребителей возлагается на действующие в регионе энергосбытовые компании. Маловероятно, что, получая дополнительные доходы за повышение надежности электроснабжения, ТСО направит их на повышение структурной и функциональной надежности РЭС. Следует указать, что обязанность вести учет и сбор статистики технологических нарушений возложена также на ТСО. Такой порядок самоконтроля ведет к искажению статистики, порождает соблазны к завышению индикативных показателей надежности электроснабжения.

Не решен вопрос, как объективно выделить долю перебоев в электроснабжении по вине сетевой организации, исключив случаи, когда прерывания произошли из-за нерасчетных экстремальных природно-климатических условий, технологических нарушений в процессе производства электроэнергии, от ошибочных действий подразделений системного оператора или системной автоматики. Предметом расследований, которые осуществляет «Управление государственного энергетического надзора», служат в основном случаи нарушений электроснабжения, которые стали причинами аварий у потребителей. Однако в основном событие прерывания электроснабжения относится к инцидентам, а процесс поиска ответа на вопрос «Кто виноват?» в этих случаях государством возлагается на арбитражные суды. Как указывалось выше, ТСО редко выступает ответчиком в судах, так как ТСО оказывает услуги по передаче электроэнергии энергосбытовым организациям, а не потребителям.

Выше отмечалось, функция поддержания оборудования электросетевого комплекса (ЭСК) в работоспособном состоянии возлагается на различные службы и подразделения, входящие в производственно-техническую организационную структуру ТСО, координация которых возлагается на СУПА. Об эффективности СУПА можно судить по способности извлечь дополнительные доходы в объеме достаточном для компенсации

затрат, направленных на осуществление мероприятий по повышению эксплуатационной надежности ТСО.

В основе процесса принятия решений по повышению эксплуатационной надежности обычно используются индексы технического состояния (ИТС) каждой единицы оборудования (Приказ Минэнерго России от 26.07.2017 N 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей»). Однако знание ИТС не позволяют СУПА определять приоритеты и согласно им распределять ограниченные материальные и иные ресурсы на реализацию мероприятий ТОиР и ТПиР [3]. Для этого необходимо знать влияние каждой единицы оборудования на бесперебойность электроснабжения. Для выбора «узких» мест необходимо оснастить СУПА соответствующим методическим инструментарием, отражающим взаимосвязь технологической и эксплуатационной надежности.

### Основные положения предлагаемого метода анализа и оценки надежности электроснабжения

Известно, что о нахождении электрической цепи в рабочем состоянии можно судить по наличию допустимого напряжения в узлах. В принципиальных схемах электрической сети ветвями, образующих электрическую цепь, обычно служат линии электропередач и понижающие трансформаторы подстанций (ПС), а контролируемые узлами шины низкого напряжения ПС. Вероятность погашения шин определяется вероятностью выхода из рабочего состояния участка сети, обеспечивающего передачу электроэнергии к этому узлу. Вероятность прерывания электроснабжения потребителей можно оценить, определив показатели

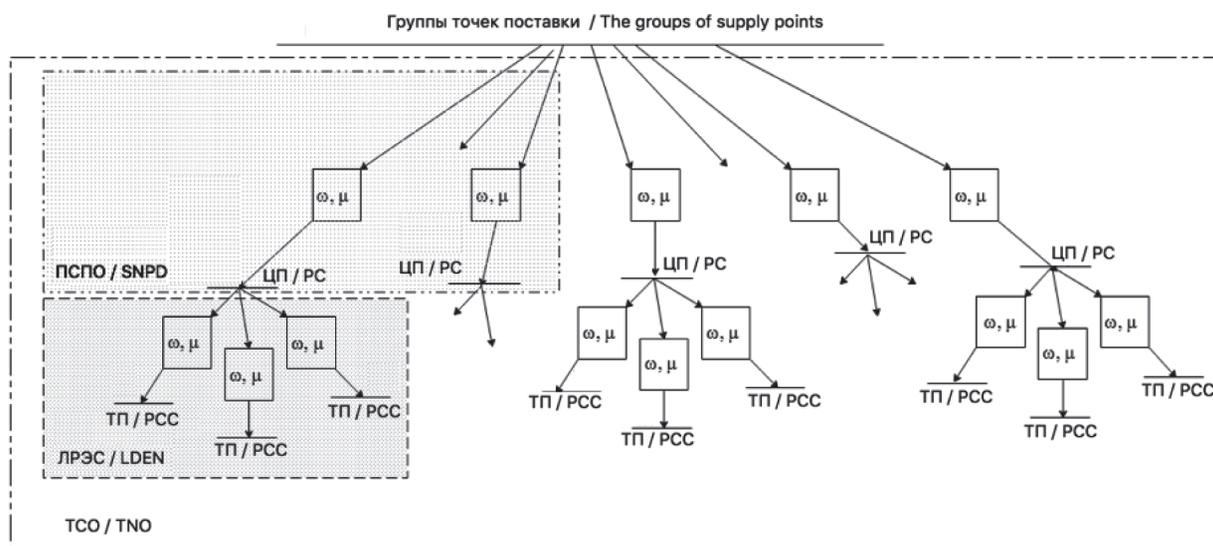
готовности нахождения шин низкого напряжения ПС в рабочем состоянии. Таким образом, можно выявить слабые узлы и участки питающей и распределительной сети, где необходимо повышение безотказности. Анализ участков сети позволит выбрать «узкие места», указать оборудование, где целесообразны ТОиР или ТПиР.

Ниже предлагается метод решения поставленной задачи и примеры анализа надежности РЭЛС, в основе которого лежат расчеты показателей надежности электроснабжения основных узлов. Основными узлами, состояние которых позволяет характеризовать надежность электроснабжения, предлагается рассматривать центры питания (ЦП) и точки присоединения потребителей (ТП). В качестве показателей предлагается использовать коэффициенты готовности узлов, расчеты которых предлагается производить известными методами [4–6], используя единичные показатели безотказности и ремонтпригодности оборудования.

Для анализа надежности РЭЛС использовалась известная декомпозиция сети с позиций выполняемых функций: передача и распределение электроэнергии. Предлагается выделять два вида технологических участков сети:

- питающую сеть 35–220 кВ производственных отделений ТСО (ПСПО), предназначенную обеспечить электроснабжение ЦП от группы точек поставки электроэнергии из единой национальной электрической сети;
- локальную распределительную электрическую сеть 6–10 кВ (ЛРЭС), соединяющую каждый ЦП с распределительными и трансформаторными пунктами 10(6)/0.4 кВ.

Модель электрической сети для расчета узловых показателей надежности электроснабжения в общем случае имеет вид, представленный на рисунке 1. Он наглядно демонстрирует структуру СЭС и роль сетей



**Рисунок 1.** Модель электрической сети для расчета надежности: ПСПО — питающая сеть производственного отделения; ЛРЭС — локальная распределительная электрическая сеть; ТСО — территориальная сетевая организация; ЦП — центр питания; ТП — точка присоединения потребителей;  $\mu$  — частота восстановления;  $\omega$  — частота отказов

**Figure 1.** The model for reliability calculation: SNPD — supply network of production department; LDEN — local distribution electrical network; TNO — territorial network organization; PC — power center; PCC — point of consumers connection;  $\mu$  — recovery rate;  $\omega$  — failure rate

ПСПО и ЛРЭС. Модель учитывает состав оборудования и топологию электрической сети; потокораспределение; наличие структурных, функциональных и нагрузочных резервов; наличие средств автоматики включения резервов; мощность нагрузки, присоединенной к основным узлам.

Основное допущение, принятое в расчетах, состоит в том, что переход ветви из рабочего состояния в нерабочее происходит при отказе любой, образующей ее и последовательно соединенных или всех параллельно соединенных электроустановок, а относительно узлов этот переход возникает при отказе всех подходящих к нему ветвей. В основе алгоритма лежит логико-вероятностный метод, широко используемый для анализа надежности сложных технических систем [6]. При таком допущении процесс расчета коэффициентов готовности для каждого ЦП питающей и каждого ТП распределительной сети не вызывает больших методических трудностей.

Используя фактические и нормативные единичные показатели надежности сетевого оборудования — средняя частота отказов ( $\omega$ ) и восстановления ( $\mu$ ) электроустановок, рассчитывались соответствующие узловые коэффициенты готовности.

$$K = \frac{\mu}{(\omega + \mu)} = \frac{1}{(1 + \omega \cdot t_o)} = \frac{t_o}{(t_o + t_b)} = \frac{1}{(1 + \tau)}, \quad (1)$$

где  $t_o$  и  $t_b$  — среднее время работы на отказ и среднее время восстановления электроустановки;  $\tau$  — доля времени нахождения электроустановки в неработоспособном состоянии за расчетный период.

Коэффициент оперативной готовности автоматики характеризует вероятность ее применения в случае такой необходимости. Это касается, например, находящихся в положении «выключено» секционных выключателей на распределительных пунктах (РП), выключателей, заведенных под автоматическое включение резерва (АВР). Расчет этого коэффициента производится по известному выражению:

$$K_{\text{опг}} = K \cdot P(T_o), \quad (2)$$

где  $K$  — коэффициент готовности, вероятность того, что в произвольный момент времени  $t$  устройство будет находиться в работоспособном состоянии;  $P(T_o)$  — вероятность безотказной работы объекта на интервале времени  $T_o$  не зависимо от момента начала работы, зачастую  $P(T_o) = \text{const}$ .

Зная значение узловых коэффициентов готовности, можно определить продолжительность прерывания электроснабжения потребителей, присоединенных к узлу

$$\tau = (1 - K)/K \quad (3)$$

Это позволяет оценить ущерб при отключении нагрузки, если для каждого узла известна величина удельного ущерба. Если величина удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии не зависит от продолжительности и объема отключаемой нагрузки, то этот

фактор не влияет на принятие решений, полученных предлагаемым методом. В дальнейшем авторы исходили из этого допущения.

Соотношение текущего ( $K^{\text{тек}}$ ) и планового (нормативного) ( $K^{\text{пл}}$ ) коэффициентов готовности узлов *позволяет определить индексы готовности узлов (IR)*, которые отражают степень освоения технического потенциала сетевого оборудования в существующей схеме соединения. Технический потенциал указывает на отклонение текущих единичных показателей надежности оборудования от требуемых. Чем ниже этот индекс, предельное значение которого равно нулю, тем выше эксплуатационная надежность СЭС и тем меньше шансов ее повысить за счет ТОиР, и требуется осуществлять ввод нового оборудования или автоматики в рамках ТПиР. Индекс готовности показывает наличие возможности повышения надежности электроснабжения без изменения структуры сети

$$IR_i = 1 - \frac{K^{\text{тек}}_i}{K^{\text{пл}}_i} \quad (4)$$

Важным является учет мощности нагрузки, присоединенной к ЦП и ТП [7, 8]. Для каждого узла предлагается определять значение индекса эффективности узлов (ISE), позволяющих учесть долю нагрузки, приходящуюся на узел. Данный индекс отражает наличие эффекта от реализации мероприятий по повышению технологической надежности СЭС. Очевидно, что чем больше значение индекса ISE, тем больше эффекта могут дать внедрение автоматики и другие мероприятия по повышению управляемости, направленные на повышение технологической надежности СЭС

$$ISE_i = \frac{K^{\text{тек}}_i}{K^{\text{пл}}_i} \cdot \frac{W_i}{\sum_1^n W_i}, \quad (5)$$

где  $W_i$  — мощность или объем электропотребления потребителей, присоединенных к  $i$ -му основному узлу;  $\sum_1^n W_i$  — соответствующая нагрузка потребителей в зоне действия участка сети;  $n$  — количество основных узлов сети.

Для оценки степени однородности, предлагается анализировать значения коэффициентов вариации (CV)

$$CV = \sigma / AV, \quad (6)$$

где  $\sigma$  — стандартное отклонение узловых значений относительно среднего значения индексов готовности и эффективности основных узлов участка сети  $AV$ .

Значение  $CV$  указывает на степень неоднородности питающей или распределительной сети. При значениях  $CV_{IR} \leq 0,33$  сеть можно считать однородной с позиций эксплуатационной надежности. Коэффициент вариации индексов эффективности позволяет оценить риски извлечения экономического эффекта от мероприятий по повышению технологической надежности участков РЭС. При  $CV_{ISE} \geq 0,33$  можно говорить о наличии низких рисков при осуществлении затрат на повышение технической готовности оборудования.

Предлагается исходить из следующего представле-

ния о назначении и эффектах, которые могут принести различные мероприятия:

- ТОиР — главным образом позволяют обеспечить поддержание использования существующего технического потенциала на достигнутом уровне и его освоение, если он не освоен в значительной степени;
- ТПиР — прежде всего, предназначено обеспечить максимальное освоение существующего технического потенциала при высокой степени его освоения;
- внедрение новых технологий — направлено осуществлять повышение технического потенциала в случаях полного освоения существующего.

Учитывая, что затраты на ТОиР ниже, чем на ТПиР, а затраты на ТПиР ниже, чем на внедрение новой технологии, то можно составить матрицу, разграничивающую область применения мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей (таблица). Очевидно, что если технический потенциал практически исчерпан ( $IR \approx 0$ ) и индекс эффективности узла высокий, то следует проводить мероприятия, направленные на повышение потенциала, основанные на использовании новых технологий.

Значения коэффициентов вариации, индексов готовности и эффективности ЦП и ТП исследуемых ПСПО и ЛРЭС позволяют производить качественный анализ и выбор мероприятий для повышения уровня надежности основных узлов сети. Такой подход позволяет повысить обоснованность решений, принимаемых специалистами производственно-технических подразделений ТСО на стадии эксплуатации и разработчиками схем и программ развития электроэнергетики регионов на стадии проектирования.

### Апробация метода на примере АО «Региональные электрические сети»

Апробация предложенного метода производилась

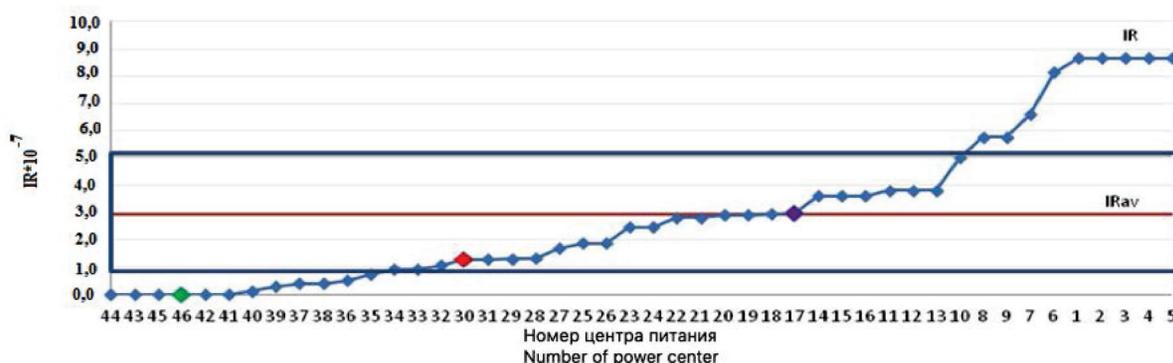


Рисунок 2. Диаграмма распределения ЦП ПО «ВЭС» относительно IRAV

Figure 2. Distribution of power centers of the «Eastern electric networks» production department relative to the average value of the readiness index

Таблица. Область применения мероприятий по повышению технологической надежности

Table. Measures field of application to improve technological reliability

	IR <sub>LV</sub>	IR <sub>AV</sub>	IR <sub>HV</sub>
ISE <sub>HV</sub>	Новые технологии / New technology	ТПиР с элементами новых технологий / Technical re-equipment and reconstruction using new technologies elements	ТОиР / Maintenance and repair
ISE <sub>AV</sub>	ТПиР с элементами новых технологий / Technical re-equipment and reconstruction using new technologies elements	ТПиР / Technical re-equipment and reconstruction	ТОиР / Maintenance and repair
ISE <sub>LV</sub>	ТОиР / Maintenance and repair	ТОиР / Maintenance and repair	ТОиР / Maintenance and repair

на примере питающей сети 220–110 кВ ПО «Восточные электрические сети» АО «Региональные электрические сети» (ПО «ВЭС»). Анализируемая питающая сеть ПО «ВЭС» включает 46 ЦП 10 кВ, суммарной подключенной нагрузкой 1399,3 МВт [9].

Согласно представленной методике были рассчитаны значения коэффициентов и индексов готовности и эффективности. По результатам построены соответствующие диаграммы (рисунки 2, 3).

В качестве планового уровня надежности приняты единичные показатели для каждого типа оборудования, указанные в [10]. Из диаграмм видно, что в зависимости от анализируемого индекса, ранжирование ЦП различно. К примеру, обладающий самым высоким значением индекса эффективности ЦП №46 имеет  $IR \approx 0$ , что указывает на полное освоение технического потенциала. ЦП № 30 соответствует минимальное значение индекса эффективности на рассматриваемом участке сети, при этом значение индекса готовности близко к среднему значению. Это указывает на необходимость учета схемно-режимных особенностей сети при анализе ее надежности. На основе полученных распределений ЦП по индексам и выделением зон средних значений индексов в сети можно определить, какие мероприятия на ПС питающей сети принесут положительный эффект.

Повышение электроснабжения потребителей, запи-



Рисунок 3. Диаграмма распределения ЦП ПО «ВЭС» относительно ISEAV

Figure 3. Distribution of power centers of the «Eastern electric networks» production department relative to the average value of the efficiency index

танных от ПС Театральная, ПС Тулинская, ПС Фрунзенская, ПС Челюскинская, рекомендуется осуществлять за счет использования новых технологий и изменения структуры данного участка РЭЛС. Повышение надежности ПС Северная, ПС Восточная, ПС Правобережная, ПС Инская, ПС Отрадная, ПС Мясокомбинат, ПС Горская позволяет рассчитывать на получение эффекта от реализации ТПИР оборудования с использованием новых технологий.

Полученные результаты в значительной степени совпадают с рекомендациями, приведенными в «Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Новосибирской области» [11]. Согласованность получаемых решений, позволяет судить о возможности предлагаемых модели и метода, свидетельствует о достоверности полученных результатов и таким образом повышается обоснованность рекомендаций, приведенных в [11], что позволяет СУПА ПАО «Региональные электрические сети» сформировать производственную, инвестиционную и инновационную программы, установить приоритеты для мероприятий ТОиР и ТПИР при наличии ограничений в ресурсах.

## Заключение

1. Предлагается метод анализа и оценки технологической надежности РЭЛС, учитывающий схемно-режимные состояния и наличие автоматики, предназначенной для обеспечения бесперебойности электроснабжения потребителей. В качестве основных показателей, отражающих взаимосвязь технологической и эксплуатационной надежности, предлагается использовать индексы готовности и эффективности основных узлов РЭЛС. Показатели характеризуют с позиций надежности наличие технического потенциала в РЭЛС и роль узлов в ЭЭС. Сочетание указанных показателей позволяет осуществить декомпозицию узлов и соответствующих участков питающей и распределительной сетей с позиций целесообразности мероприятий ТОиР или ТПИР.

2. Предлагаемый метод позволяет повысить обоснованность решений СУПА при выборе способов и средств повышения надежности оборудования РЭЛС, не только с учетом технического состояния оборудо-

вания, но и их роли в обеспечении технологической надежности сети. Предлагаемое методическое обеспечение позволяет выявить ПС, где повышение безотказности невозможно без внесения изменений в структуру РЭЛС.

3. Приведен расчет уровня технологической надежности сети ПО «Восточные электрические сети» ПАО «Региональные электрические сети» и сделаны рекомендации по выбору типа мероприятий для повышения надежности. Это позволило убедиться в достоверности получаемых результатов и указывает на возможность использования предлагаемого метода. Предложить для разработчиков схемы и программы развития электроэнергетики регионов использовать предложенный метод при обосновании новых технологий, позволяющих повышать технический потенциал сети.

## Список использованных источников

1. Смоловик С. В., Халилов Ф. Х. Анализ технического состояния электрических сетей 0,38–110 кВ Российской Федерации // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. 2011; 2: 24–29.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание. [Утверждены приказом Минэнерго Российской Федерации от 08.07.2002. №204]. Москва: Омега-Л 2012; 272.
3. Назарычев А. Н., Новомлинский Э. В., Андреев Д.А. Оценка технического состояния электрооборудования на основе расчетов интегральных показателей // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Сыктывкар: ООО «Коми республиканская типография». 2016; 67: 171–179.
4. Воропай Н. И. Надежность систем электроснабжения. Новосибирск: Наука 2015; 208.
5. Обоскалов В. П. Структурная надежность электроэнергетических систем. Екатеринбург: УрФУ 2012; 196.
6. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем. Новосибирск: Изд-во НГТУ 2003; 256.
7. Бык Ф. Л., Китушин В. Г., Мышкина Л. С. Надежный механизм спроса на электроэнергию // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2017; 1: 19–31.
8. Byk F. L., Myshkina L. S., Khokhlova K. N. Power supply reliability indexes // Actual issues of mechanical engineering (AIME 2017): proc. of the intern. conf., Tomsk. Atlantis Press 2017; 525–530.
9. Официальный сайт АО «РЭС» [Электронный ресурс] / – Элек-

трон. текстовые дан. – Режим доступа: <http://www.eseti.ru>

10. РД 34.20.574 «Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установкам» [Электронный ресурс] /. – Электрон. текстовые дан. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200034926>

11. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Новосибирской области до 2015 года [Утверждена приказом Министра промышленности, торговли и развития предпринимательства Новосибирской области от 24.06.2010 №11] [Электронный ресурс] /. – Электрон. текстовые дан. – Режим доступа: <https://minrpp.nso.ru/page/677>

## References

1. Smolovik S. V, Khalilov F. H. Analysis of the technical condition of electrical networks 0.38–110 kV of the Russian Federation // Proceedings of the Kola scientific center RAS. Energy 2011; 2: 24–29. (In Russ.)
2. Rules of the device of electroinstallations. 7th edition. [Approved by the order of the Ministry of energy of the Russian Federation of 08.07.2002. No. 204]. – Moscow: Omega-L 2012;; 272. (In Russ.)
3. Nazarichev A. N., Novomlinsky E. V., Andreev D. A. Evaluation of the technical condition of electrical equipment based on the calculation of integrated indicators // Methodological issues of reliability

research of large energy systems. Syktyvkar: LLC «Komi republican printing house» 2016; 67: 171–179. (In Russ.)

4. Voropay N. I. The reliability of the system electricity supply. Novosibirsk: Nauka 2015;; 208. (In Russ.)
5. Oboskalov V. P. Structural reliability of electric power systems. Ekaterinburg: UFU 2012;; 196. (In Russ.)
6. Kitushin V. G. Reliability of power systems. Novosibirsk: publishing house of NSTU 2003;; 256. (In Russ.)
7. Byk F. L., Kitikhin V. G., Myshkina L. S. Reliability mechanism for electricity demand management // Thermal engineering 2017; 1: 19–31. (In Russ.)
8. Byk F. L., Myshkina L. S., Khokhlova K. N. Power supply reliability indexes // Actual issues of mechanical engineering (AIME 2017): proc. of the intern. conf., Tomsk. Atlantis Press 2017;; 525–530. (In Eng.)
9. Official website of Joint stock company «Regional electric networks» [Electronic resource]. – Mode of access: <http://www.eseti.ru> (In Russ.)
10. Guidance document 34.20.574 «Instructions for reliability indicators application for power system components and power units operation with steam turbine units» [Electronic resource]. – Mode of access: <http://docs.cntd.ru/document/1200034926> (In Russ.)
11. Scheme and program for the long-term development of the Novosibirsk Region electric power industry until 2015 [Approved by the order of the Minister of Industry, Trade and Enterprise Development of the Novosibirsk Region of 24.06.2010 No. 11] [Electronic resource]. – Mode of access: <https://minrpp.nso.ru/page/677> (In Russ.)

