

УДК 621.019

МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ ОЦЕНКИ ОПЕРАТИВНОЙ НАДЕЖНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛЭП ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

© 2022 г. Э. М. Фархадзаде^{1, *}, А. З. Мурадалиев¹, С. А. Абдуллаева¹, А. А. Назаров²¹Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики, Баку, Азербайджан²Оперативно-диспетчерская служба Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ, Смоленск, Россия
*e-mail: elmeht@rambler.ru

Поступила в редакцию 13.05.2021 г.

После доработки 12.08.2022 г.

Принята к публикации 15.08.2022 г.

Использование риск-ориентированного подхода при организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта основного оборудования и устройств электроэнергетических систем не только актуально, но и необходимо. С особой важностью эта проблема стоит для воздушных ЛЭП как объектов с распределенными по многокилометровой трассе отдельными конструктивными элементами, оперативный контроль технического состояния которых ограничивается, как правило, лишь осмотром. Необходимость в объективной оценке технического состояния ЛЭП существенно возрастает при превышении нормативного срока службы. Анализ литературы показал, что методы оперативной (ежемесячной) оценки технического состояния воздушных ЛЭП отсутствуют. Рекомендуемые методы оценки технического состояния ЛЭП основаны на многолетних статистических данных, во многом субъективны, физически необъяснимы, трудоемки, громоздки. Результаты сравнения рекомендуемых интегральных показателей при решении эксплуатационных задач имеют неприемлемый риск ошибочного решения. Предлагаются методы и алгоритмы оценки показателей оперативной надежности воздушных ЛЭП, их сравнения и ранжирования с учетом случайного характера оценок и многомерности статистических данных. Разработана автоматизированная система оперативного решения конкретных эксплуатационных задач, связанных с организацией эксплуатации, технического обслуживания и ремонта воздушных ЛЭП ЭЭС путем сравнения оценок коэффициентов простоя в аварийном ремонте, распознавания “слабых звеньев”, оценки целесообразности классификации статистических данных, выявления значимых разновидностей признаков. Результаты ежемесячного контроля оперативной надежности работы воздушных ЛЭП и рекомендации по повышению надежности их работы для каждого электросетевого предприятия и электроэнергетической системы в целом формализуются и составляют методическую поддержку технического руководства.

Ключевые слова: методы, алгоритмы, надежность, оперативность, воздушные линии электропередачи, эксплуатационные задачи, риск ошибочного решения, эффективность, ущерб, последствия

DOI: 10.31857/S0002331022040045

ВВЕДЕНИЕ

Одной из основных проблем электроэнергетических систем (далее – ЭЭС) является повышение эффективности работы основного оборудования, устройств, установок

(далее – объектов) [1]. Кажущаяся обыденность этого утверждения обманчива прежде всего потому, что:

- под эффективностью работы сегодня понимается не только экономическая эффективность, но и надежность работы и безопасность обслуживания. Сегодня в ЭЭС срок службы более чем половины объектов превышает нормативные значения, и последствия этого изменения проявляются в увеличении числа аварийных отключений, возникновении недопустимых событий. К ним, в первую очередь, относятся – гибель и травмирование персонала и населения, катастрофические нарушения экологии, большие материальные затраты. Старение объектов электроэнергетики становится основной угрозой энергетической безопасности [2];

- наблюдается неосознанность сути различия возможностей двух групп объектов: срок службы объектов первой из которых не превышает нормативное значение, а у объектов второй группы – превышает. Мы сможем справиться с этим, если согласимся, что процесс старения объектов не может быть остановлен заменой явных аварийно-опасных дефектов отдельных их элементов и узлов, а также пренебрежением скрытыми дефектами;

- если в пределах нормативного срока службы надежность работы и безопасность обслуживания гарантируются изготовителем, то при превышении гарантийного срока они должны строго контролироваться. Контроль осуществляется дискретно. Но если риск возникновения недопустимых последствий при аварийном отключении объекта достаточно велик, то используется непрерывный контроль;

- срок службы объектов ЭЭС далеко не всегда соответствует их техническому состоянию (далее – ТС). Поэтому превышение срока службы объекта нормативного значения еще не означает превышение ТС предельно допустимого значения, но требует совершенствования контроля. Необходимый уровень контроля достигается путем перехода к оперативной (среднемесячной) количественной оценке надежности работы и безопасности обслуживания, что подтверждается многолетним опытом его применения для ряда объектов, таких как котельная установка, турбины, генераторы, трансформаторы и др. [3]. Для воздушных ЛЭП (далее – ВЛЭП) оперативный контроль осуществляется лишь в виде осмотра;

- оперативный контроль ТС объектов ЭЭС сегодня проводится путем сопоставления ряда диагностических показателей с их предельно допустимыми значениями. Этот подход показал не только свои преимущества, но и свои недостатки, поскольку не позволяет объективно сравнивать однотипные объекты. Трудность сравнения заключается в необходимости сопоставлять большое число (десятки) диагностических показателей. На практике эта трудность преодолевается путем сравнения лишь одного показателя. Из ряда показателей экономической эффективности выбирается один, физическая сущность которого наглядна, а способ оценки достаточно прост. Например, ТС энергоблоков конденсационных электростанций сопоставляется по величине удельного расхода условного топлива. При этом надежность работы и безопасность обслуживания практически не учитываются;

- преодолеть эту трудность можно путем перехода к интегральным показателям. Здесь возможны два способа их расчета. Первый способ основан на суммировании произведений количественных оценок диагностических показателей и их коэффициентов значимости. Эти коэффициенты задаются субъективно, а суммирование позволяет получить показатель, лишенный физического смысла. Кроме того, этот способ совершенно не учитывает случайный характер оценок. Эти особенности обуславливают высокий риск ошибочного решения. Второй способ основан на понятии износа, интегральный показатель характеризует среднюю величину износа объекта, а учет случайного характера износа позволяет оценить точность и достоверность интегрального показателя [4];

- учет случайного характера износа, как многомерной случайной величины проводится на основе фидуциального подхода [5].

Фидуциальный подход был предложен Р.А. Фишером в 1935 г. По мнению Фишера:

- следует доверять лишь решениям, которые основаны на эмпирических данных;
- приемлемым способом оценки граничных значений фидуциального интервала является построение распределения вероятностей возможных значений показателя;
- доверительный и фидуциальный интервалы показателей одинаковы тогда, когда закон распределения выборки случайных величин известен. В противном случае результаты могут существенно различаться. Доверительный интервал при этом оказывается больше, чем фидуциальный. Об этом еще в 1942 г. предупреждал А.Н. Колмогоров, отмечая, что при малом объеме выборки, наилучшие интервальные оценки дают именно фидуциальные вероятности.

Трудоемкость, громоздкость и специфичность оперативного управления эффективностью работы основных объектов ЭЭС обуславливает необходимость разработки автоматизированной системы управления, обеспечивающей не только информационную, но и методическую поддержку руководства предприятий энергосистемы, снижающей риск ошибочного решения и тем самым возникновения недопустимых последствий.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Возможность оперативной оценки надежности и безопасности ВЛЭП относится к числу важнейших задач повышения эффективности работы электросетевых предприятий (далее – ЭСП). И это не случайно. ВЛЭП относятся к объектам с распределительными по многокилометровой трассе многочисленными элементами (опоры изоляторы, провода, грозозащитные трассы, арматура и др.). Нормативный срок их службы различен, но не превышает 35 лет. Следовательно, уже через 35 лет вся эта совокупность требует к себе повышенного внимания. Именно поэтому в последние годы уделяется особое внимание к так называемому “риск-ориентированному подходу” (далее – РОП) при организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта (далее – ТОиР) [6].

Расчет вероятности отказа ВЛЭП в РОП осуществляется на основе:

- формулы (1) прогноза изменения индекса технического состояния (далее – ИТС) сегментов ВЛЭП;
- формулы (2) прогноза вероятностей отказа сегмента ВЛЭП;
- формулы (3) прогноза вероятностей отказа ВЛЭП. Для принятых в [6] условных обозначений показателей и их физического смысла эти формулы имеют вид:

$$y(t) = (1 - |\operatorname{tg} \alpha_n| t \sum \text{ОГП}_i K_{\Sigma,i}) / 4, \quad (1)$$

$$P_{c,i}(t) = (1 - y(t)) K_{\text{Л}}, \quad (2)$$

$$P(t) = \max P_{c,i}(t), \quad (3)$$

где t – время прогнозирования (с момента расчета и на прогнозный период 5 лет), лет; $|\operatorname{tg} \alpha_n|$ – тангенс наклона функции прогноза изменения ИТС сегмента ВЛЭП. Принимается равным 0.03; ОГП_i – бальная оценка i -ой группы параметров ТС, определенная на момент проведения расчета вероятности отказа как минимальная бальная оценка входящих в группу параметров среди всех элементов сегмента ВЛЭП; $K_{\Sigma,i}$ – значение весового коэффициента для i -ой группы параметров технического состояния, i -го сегмента ВЛЭП; $K_{\text{Л}}$ – коэффициент отношения величины ИТС сегмента ВЛЭП в предыдущем (п) и текущем (т) календарном году. Определяется по формуле:

$$K_{\text{Л}} = \text{ИТС}_{\text{П}} / \text{ИТС}_{\text{Т}}.$$

Оценка ИТС одной ВЛЭП устанавливается на основании коэффициентов дефектности [7].

При всей лаконичности изложения метода, влияющего на возможность применения, наукоемкости, влияющей на понимание специалистами, нельзя не отметить:

- наличие множества субъективно формируемых коэффициентов, обуславливающих субъективный характер ИТС, трудности контроля достоверности рекомендаций;
- необходимость диагностики ТС ВЛЭП, что исключает возможность оперативного контроля;
- не учитывается случайный характер параметров ТС, что обуславливает преимущества интуитивного подхода;
- отсутствует явный физический смысл ИТС, что естественно снижает ценность рекомендаций.

В целом этот метод можно рассматривать как иллюстрацию отмеченных в ведении особенностей оценки и сравнения интегральных показателей.

Повышение эффективности работы ЭЭС в статье предлагается достигнуть путем оперативного уточнения перечня “слабых звеньев”, их ранжирования и устранения в пределах располагаемых ресурсов.

Рассматривается применение разработанных метода и алгоритма для повышения эффективности работы ВЛЭП на примере ВЛЭП напряжением 110 кВ и выше.

РЕКОМЕНДУЕМЫЙ МЕТОД И АЛГОРИТМ

В этом разделе будут рассмотрены:

- выбор показателей оперативной надежности;
- иллюстрация многомерности оценок показателей надежности работы;
- метод оценки и критерии сравнения показателей оперативной надежности;
- алгоритмы решения ряда эксплуатационных задач:
 - оценка характера изменения показателей оперативной надежности ВЛЭП ЭЭС;
 - выявление ЭСП, оперативная надежность ВЛЭП которых определяет оперативную надежность ВЛЭП ЭЭС;
 - выявление ВЛЭП, оперативная надежность которых требует срочного освидетельствования.

Укрупненная блок-схема алгоритма приведена на рис. 1.

ВЫБОР ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОПЕРАТИВНОЙ НАДЕЖНОСТИ ВЛЭП

Принято показатели надежности по своему назначению разделить на технические и оперативные [8]. Первые характеризуют безотказность, ремонтпригодность и долговечность отдельных объектов ЭЭС. Это удельное число автоматических отключений, параметр простоя устойчивых отказов, средняя длительность простоя в аварийном ремонте, величина остаточного ресурса, скорость износа и др.

Оперативные показатели надежности характеризуют качество функционирования объектов. К ним в первую очередь относятся коэффициент вынужденного простоя в аварийном ремонте, коэффициент использования и др. Для интервала мониторинга, равного одному месяцу оперативным показателем надежности ВЛЭП предлагается удельный коэффициент простоя в аварийном ремонте, который вычисляется по формуле:

$$K_{П,i}^* = \sum_{j=1}^{N_i} \frac{\tau_{a,i,j}}{0.01L_j} / N_i T_i, \quad (4)$$

и характеризует одну из N_i условных линий длиной 100 км, где: $\tau_{a,i,j}$ – длительность аварийного (а) простоя j -й ВЛЭП в i -м месяце, $\tau_{a,i,j} \geq 0$, час; T_i – продолжительность i -го месяца, час; N_i – число ВЛЭП, функционирующих в i -м месяце; L_j – протяженность j -й ЛЭП, $j = 1, N_i$.

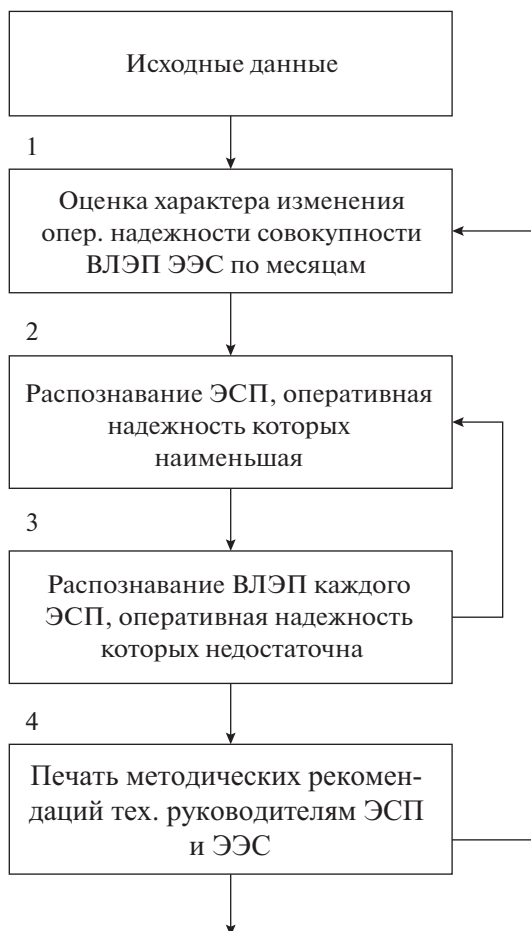


Рис. 1. Укрупненная блок-схема алгоритма формирования рекомендаций по оперативной надежности ВЛЭП ЭЭС.

Наряду с $K_{п,i}^*$ для характеристики эффективности работы ВЛЭП используется и ряд показателей экономической эффективности, учитывающий ущерб от аварийного отключения ВЛЭП. Чтобы исключить громоздкость расчетов, в иллюстративных целях мы ограничимся лишь показателем $K_{п,i}^*$, тем более, что с ростом $K_{п,i}^*$ ущерб от аварийных отключений ВЛЭП также растет.

ХАРАКТЕРИСТИКА МНОГОМЕРНОСТИ $K_{п}^*$

Многомерность проявляется во множестве признаков, характеризующих ВЛЭП, и их разновидностей. Постоянная составляющая этих сведений формируется в таблице с индексом ИД (исходные данные). Перечень анализируемых признаков зависит от рассматриваемого множества ВЛЭП. Для ВЛЭП с переменным напряжением 110 кВ и выше перечень признаков ВЛЭП включает: порядковый номер, наименование ВЛЭП, наименование ЭСП, класс напряжения, протяженность ВЛЭП, год ввода в эксплуатацию, тип опор, климатические условия и др.

Ежемесячные сведения об изменении состояния ВЛЭП формируются в таблице с индексом ИС (изменение состояний). Здесь устанавливаются: наименование ВЛЭП, дата и время аварийного автоматического отключения, дата и время включения ВЛЭП после аварийного ремонта, длительность простоя, тип нерабочего состояния, причина аварийного автоматического отключения и др.

Таким образом, оценки $K_{\Pi,i}^*$ могут быть классифицированы на основе таблицы ИД по меньшей мере по семи признакам и по четырем признакам — на основе таблицы ИС. Итого 11 признаков. Если же учесть, что, как правило, классификация статистических данных завершается уже для 3-х признаков, максимум — пяти, то такое несоответствие может вызвать недоумение.

Но дело здесь в том, что эти 3–5 признаков значимы, а о значимости исходных 11 признаков нам ничего неизвестно.

МЕТОД И АЛГОРИТМ СРАВНЕНИЯ ОЦЕНОК K_{Π}^*

Риск—ориентированный подход решения эксплуатационных задач предусматривает сравнение количественных оценок показателей эффективности работы с учетом случайного характера этих оценок. Такое сравнение нередко проводится на основе граничных значений доверительного интервала. При этом “закрываются глаза” на многомерность оценок и физическую сущность доверительных интервалов. Рекомендующий метод основан на фидуциальном подходе и экспресс методе расчета граничных значений фидуциальных интервалов [5].

Формула (4) представляется следующим образом:
для совокупности (Σ) ВЛЭП

$$K_{\Pi,i}^* = \left[\sum_{j=1}^{N_i} \frac{\tau_{a,i,j}}{L_j} \right] / N_{\Sigma,i} T_i = M_{\Sigma,i}^* (\tau_a^*) / T_i, \quad (5)$$

для выборки (v) из совокупности ВЛЭП

$$K_{\Pi,v,i}^* = \left[\sum_{j=1}^{N_{v,i}} \frac{\tau_{a,i,j}}{L_j} \right] / N_{v,i} T_i = M_{v,i}^* (\tau_{a,i}^*) / T_i, \quad (6)$$

где $N_{\Sigma,i}$ и $N_{v,i}$ — число ВЛЭП, соответственно, в совокупности и в выборке; $M_{\Sigma,i}^*$ и $M_{v,i}^*$ — среднее значение удельной длительности аварийного простоя соответственно, совокупности и выборки ВЛЭП.

В соответствии с формулами (5) и (6) и [9] граничные значения фидуциального интервала $K_{\Pi,\Sigma,i}^*$ и $K_{\Pi,v,i}^*$ могут быть рассчитаны по формулам:
верхние граничные значения:

$$\overline{K_{\Pi,\Sigma,i}^{**}} = K_{\Pi,\Sigma,i}^* (1 + A_{(1-\alpha)} / \sqrt{N_{v,i}}), \quad (7)$$

$$\overline{K_{\Pi,v,i}^{**}} = K_{\Pi,v,i}^* (1 + A_{\beta} / \sqrt{N_{v,i}}), \quad (8)$$

нижнее граничное значение

$$\underline{K_{\Pi,\Sigma,i}^{**}} = K_{\Pi,\Sigma,i}^* (1 - A_{\alpha} / \sqrt{N_{v,i}}), \quad (9)$$

$$\underline{K_{\Pi,v,i}^{**}} = K_{\Pi,v,i}^* (1 - A_{(1-\beta)} / \sqrt{N_{v,i}}), \quad (10)$$

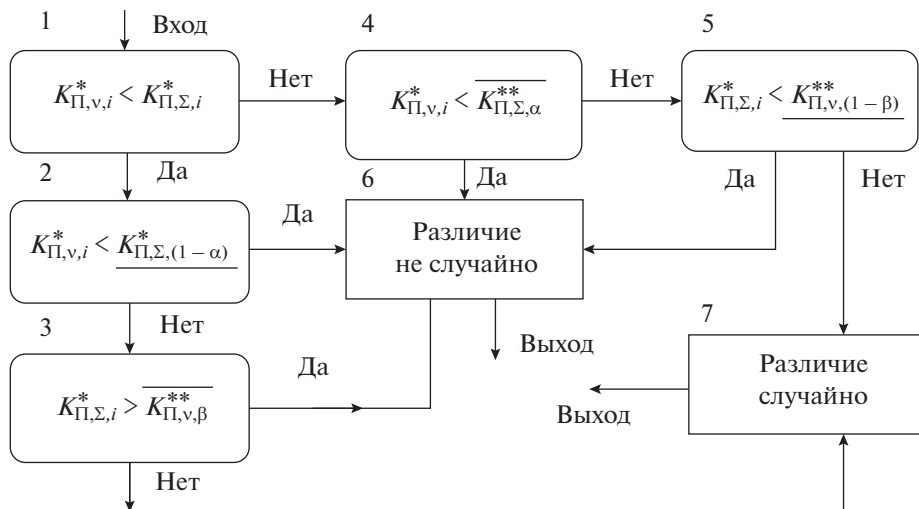


Рис. 2. Укрупненная блок-схема алгоритма сравнения оценок $K_{П,Σ,i}^*$ и $K_{П,ν,i}^*$.

где α и β — соответственно, ошибки первого и второго рода, формирующее физический смысл риск-ориентированного подхода; $A_{(1-\alpha)}$, A_α , $A_{(1-\beta)}$, и A_β — постоянные коэффициенты. При $\alpha = \beta = 0.05$, величина $A = 1.13$, а для $\alpha = \beta = 0.1$, величина $A = 0.95$.

На рис. 2 приведена укрупненная блок-схема рекомендуемого алгоритма сравнения оценок $K_{П,Σ,i}^*$ и $K_{П,ν,i}^*$.

Расчеты показывают, что, несмотря на кажущуюся громоздкость критерия, вычисления малочисленны, наглядны и просты.

Графическая иллюстрация вариантов соотношения оценок $K_{П,Σ,i}^*$ и $K_{П,ν,i}^*$ приведена на рис. 3.

При рассмотрении рис. 3 необходимо иметь ввиду, что выборки из совокупности ВЛЭП ЭЭС не представительны, поскольку выбираются не случайно, а по заданной разновидности признака. Поэтому величина фидуциального интервала (см. рис. 3с и 3f), вычисленного по выборке данных, может оказаться меньше фидуциального интервала $[K_{П,Σ}^{**}; K_{П,Σ}^{**}]$.

АЛГОРИТМ РЕШЕНИЯ РЯДА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАДАЧ

Рассмотрим некоторые особенности блоков алгоритма на рис. 1.

Блок 1. Одной из наиболее важных задач при организации эксплуатации ВЛЭП является возможность контроля изменения оперативной надежности с учетом случайного характера изменения. Определенный ответ на результат проводимых технических мероприятий (совершенствование организации осмотров ВЛЭП, повышения квалификации персонала на специализированных курсах, изменения численности персонала и др.), может быть получен путем сопоставления оценок коэффициентов $K_{П,Σ,(j-1)}^*$ и $K_{П,Σ,j}^*$ в расчетном (j -м) и предшествовавшем ($j - 1$) месяцах. Для чего:

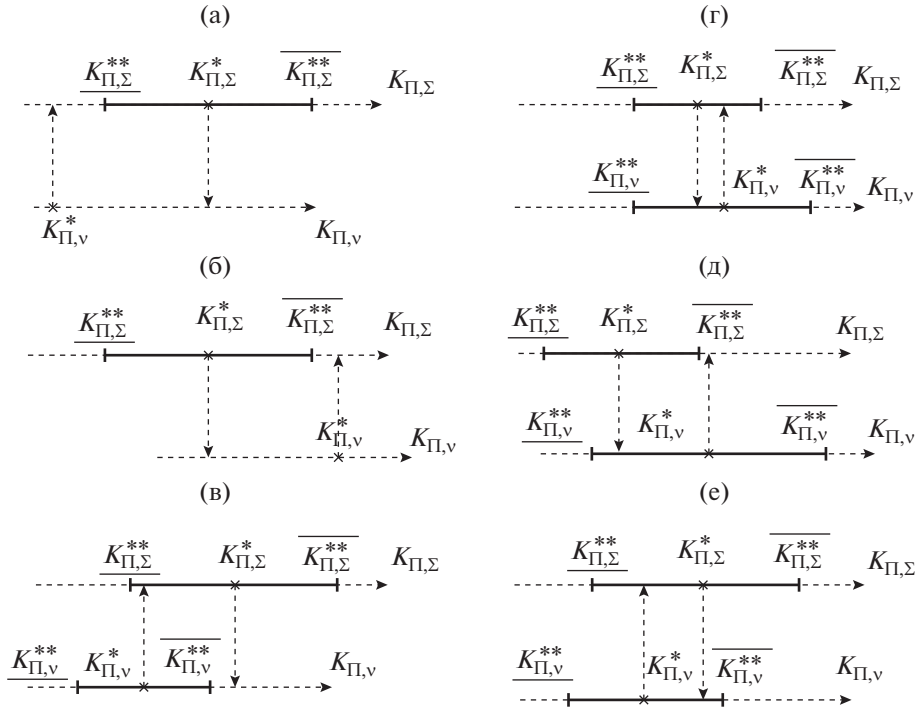


Рис. 3. Варианты контроля соотношения оценок $K_{П,Σ}^*$ и $K_{П,ν}^*$ согласно блок-схеме рис. 1: (а) блоки 1, 2, 6; (б) блоки 1, 4, 6; (в) блоки 1, 2, 3, 6; (г) блоки 1, 4, 5, 7; (д) блоки 1, 2, 3, 7; (е) блоки 1, 4, 5, 6.

– по формуле (5) вычисляется оценка коэффициента аварийного простоя $K_{П,Σ,i}^*$, а по формулам (7) и (8) – граничные значения фидуциального интервала этой оценки $[K_{П,Σ}^{**}; \overline{K_{П,Σ}^{**}}]$;

– сопоставляем оценки $K_{П,Σ,(j-1)}^*$ и $K_{П,Σ,j}^*$. Если $K_{П,Σ,j}^*$ больше, чем $K_{П,Σ,(j-1)}^*$, т.е. в расчетном месяце оперативная надежность снизилась, то формируем два предположения: первое (H_1) – сопоставляемые оценки $K_{П,Σ,(j-1)}^*$ и $K_{П,Σ,j}^*$ различаются случайно; второе (H_2) – наблюдаемое соотношение оценок $K_{П,Σ,(j-1)}^*$ и $K_{П,Σ,j}^*$ объективно;

– достоверность предположения H_1 при $K_{П,Σ,j}^* > \overline{K_{П,Σ,(j-1)}^{**}}$ контролируется выполнением двух неравенств: $K_{П,Σ,(j-1)}^* > \overline{K_{П,Σ,j}^{**}}$ и $K_{П,Σ,j}^* < \overline{K_{П,Σ,(j-1)}^{**}}$. Если неравенства выполняются, то с риском, ошибочного решения $(\alpha + \beta)$ предположение H_1 вероятно. В противном случае – вероятно предположение H_2 .

– Если же $K_{П,Σ,j}^* < \overline{K_{П,Σ,(j-1)}^{**}}$, то достоверность предположения H_1 с вероятностью $(1 - (\alpha + \beta))$ выполняется при $K_{П,Σ,(j-1)}^* < \overline{K_{П,Σ,j}^{**}}$ и неравенством $K_{П,Σ,j}^* > \overline{K_{П,Σ,(j-1)}^{**}}$ – в противном случае.

Аналогично могут сравниваться и оценки $K_{\Pi,v}$ для заданных разновидностей каждого признака на предмет оценки целесообразности классификации статистических данных.

Блок 2. К числу важнейших задач ЭЭС относится также распознавание “слабых звеньев”, т.е., например, наименее надежных ВЛЭП. Известно, что оперативное повышение эффективности работы ЭЭС может быть достигнуто путем такого распределения материальных средств между ЭСП, при котором затраты на передачу электроэнергии в ЭЭС будут минимальными [10]. Как правило, распределение так и выполняется, с тем существенным отличием, что проводится интуитивно. Т.е. риск ошибочного решения велик. При этом трудно найти руководителя ЭСП, который бы отказался от “интуитивной поддержки”. *Оперативное управление эффективностью работы ВЛЭП практически исключает возможность оперативного учета последствий автоматических аварийных отключений ВЛЭП. Если согласиться с тем, что чем длительность простоя при автоматических аварийных отключениях больше, тем последствия тяжелее, то оперативное управление эффективностью работы ВЛЭП может быть выполнено путем расчета и сравнения их оценок K_{Π}^* . Но если даже в каком-то месяце нельзя согласиться с рекомендациями, то в остальных месяцах оперативная методическая поддержка будет полезной.*

Эта задача решается следующим образом:

- по таблицам 1 и 2 и формуле (5) вычисляется оценка $K_{\Pi,\Sigma}^*$;
- по таблицам 1 и 2 и формуле (6) вычисляются оценки $K_{\Pi,v,j}^*$ для каждого ЭСП $j = 1, (n_i + 1)$, где n_i – число ЭСП. В отдельную группу (ЭСП с условным наименованием ЭЭС) собираются протяженные ВЛЭП, обслуживание которых осуществляется несколькими ЭСП;
 - оценке $K_{\Pi,v,j}^*$ с $j = 1, \Pi_i$ ранжируются в порядке убывания;
 - по формулам (7) и (8) вычисляются граничные значения фидуциального интервала $[K_{\Pi,\Sigma}^{**}; K_{\Pi,\Sigma}^{**}]$ с риском ошибочного решения $\alpha = 0.05$;
 - по формулам (9) и (10) вычисляются граничные значения фидуциальных интервалов $[K_{\Pi,v,j}^{**}; K_{\Pi,v,j}^{**}]$ для каждого ЭСП;
 - проверяется условие нахождения оценок $K_{\Pi,v,j}^*$ с $j = 1, \Pi_i$ внутри фидуциального интервала $[K_{\Pi,\Sigma}^{**}; K_{\Pi,\Sigma}^{**}]$;
 - если оценка $K_{\Pi,v,j}^*$ размещается внутри фидуциального интервала $[K_{\Pi,\Sigma}^{**}; K_{\Pi,\Sigma}^{**}]$, то контролируется нахождение оценки $K_{\Pi,\Sigma}^*$ внутри фидуциального интервала $[K_{\Pi,v,j}^{**}; K_{\Pi,v,j}^{**}]$;
 - формируются три группы оценок $K_{\Pi,v,j}^*$
 - первая группа включает оценки, различие которых от $K_{\Pi,\Sigma}^*$ имеет случайный характер (H_1). Условимся ТС их оценивать как удовлетворительное.
 - вторая и третья группы включают оценки, которые неслучайно отличаются от $K_{\Pi,\Sigma}^*$ с той разницей, что оценки второй группы меньше $K_{\Pi,\Sigma}^*$, а третьей – больше $K_{\Pi,\Sigma}^*$ (H_2 и H_2); условимся ТС ВЛЭП второй группы считать хорошим, а третьей – неудовлетворительной.

- по сути это новые разновидности признака “ЭСП”
- по формуле (6) определяется коэффициент простоя в аварийном ремонте ВЛЭП

второй группы $K_{\Pi,\Sigma,2}^*$.

Подразделение совокупности ВЛЭП ЭЭС на группы позволяет уточнить некоторые особенности, которые не учитываются при “механической” классификации многомерных данных по множеству разновидностей признаков:

- классификации ВЛЭП по некоторым разновидностям признаков. Может оказаться нецелесообразной (например, ВЛЭП первой группы);
- если оценки показателей оперативной надежности совокупности ВЛЭП и выборки различаются неслучайно (например, ВЛЭП второй и третьей группы), то это не означает, что такая классификация целесообразна, а разновидности признаков в группах значимы, т.к. оценки показателей надежности выборки могут быть статистически однородными, т.е. их (или их части) оценки могут различаться случайно. Например, оценки показателей надежности в ЛЭП 110, 154 и 220 кВ часто относятся к одной группе.

Особую важность вышеизложенное имеет для ЭСП ЭЭС третьей группы, оценки коэффициентов $K_{\Pi,v,j}^*$ которых неслучайно больше оценки $K_{\Pi,\Sigma}^*$. Методология анализа $K_{\Pi,v,j}^*$ в третьей группе подобна вышеизложенной для всей совокупности и ВЛЭП и поэтому будет изложена укрупненно:

- определяется $K_{\Pi,\Sigma,3}^*$ для третьей группы;
- вычисляются граничные значения фидуциального интервала этой оценки $[K_{\Pi,\Sigma,3}^{**};$

$K_{\Pi,\Sigma,3}^{**}]$;

- определяется характер расхождения оценок $K_{\Pi,v,j}^*$ третьей группы ЭСП и $K_{\Pi,\Sigma,3}^*$;
- результаты расчетов позволяют представить совокупность ЭСП третьей группы тремя подгруппами и выделить ЭСП третьей подгруппы, оперативная надежность которых требует повышения в первую очередь.

Блок 3. Установить ЭСП, вносящих наибольший вклад в снижение оперативной надежности ЭЭС, т.е. установить основное “слабое звено”, конечно, важно. Но эти предприятия содержат десятки ВЛЭП, лишь, в среднем, у половины из которых срок службы превышает нормативное значение, а интенсивное старение наблюдается лишь на нескольких. Не исключаются и случаи, когда лишь одна ВЛЭП требует немедленного освидетельствования. Сведения о ТС ВЛЭП ЭСП в результате анализа их оперативной надежности работы включают:

- оценку коэффициента K_{Π}^* , порядковый номер в ранжированном ряду K_{Π}^* всех ЭСП, усредненную оценку ТС ВЛЭП в пятибальной системе;

- результаты изменения оценки K_{Π}^* по сравнению с аналогичной оценкой в предшествующем месяце;

- распознавание наиболее значимых признаков ВЛЭП и их разновидностей. Проводится следующим образом

- на основе таблиц ИД и ИС формируются таблицы ИД(И) и ИС(И) состоящие из ВЛЭП, обслуживаемых i -ым ЭСП;

- по данным таблиц ИД(И) и ИС(И) вычисляются оценки удельного коэффициента аварийного простоя для разновидностей каждого из рассматриваемых признаков и их разновидностей. Условимся K_{Π}^* для i -го признака и его j -ой разновидности обозначать как $K_{\Pi,i,j}^*$, где $i = 1, n_{\Pi}$; n_{Π} – число признаков; $j = 1, n_i$; n_i – число разновидностей i -го признака;

- определяется максимальные значения $K_{П,i,\max}^*$ с $i = 1, n_{П}$ среди его n_i реализаций, т.е.

$$K_{П,i,\max}^* = \max \left\{ K_{П,i,1}^*, \dots, K_{П,i,n_i}^* \right\}; \quad (11)$$

- $n_{П}$ оценок $\{K_{П,i,\max}^*\}$ ранжируются в порядке возрастания, т.е. в порядке повышения значимости разновидностей признаков и сопоставляются с верхним граничным значением фидуциального интервала оценки удельного коэффициента простоя в аварийном ремонте ВЛЭП ЭСП;

- в результате такого сопоставления выявляются наиболее значимые разновидности признаков, число которых обозначим как $n_{П,z}$. Например, в результате проведенных $n_{П}$ расчетов установлено, что у ξ -го ЭСП наиболее значимым признаком является класс напряжения с разновидностью признака 110 кВ. Число значимых признаков $n_{П,z} = 3$. Это класс напряжения, относительная величина срока службы и материал опор;

- проводится выборка данных из таблиц ИД(И) и ИС(И) по разновидности признака, для которого удельный коэффициент простоя в аварийном ремонте равен

$$K_{П,\max}^* = \max \left\{ K_{П,i,\max}^* \right\}. \quad (12)$$

Далее расчеты проводятся аналогично вышеизложенному и завершаются при рассмотрении всех значимых признаков. И если продолжить решение отмеченного выше примера, то у ξ -го ЭСП будут выделены как “слабые звенья” ВЛЭП 110 кВ на деревянных опорах, срок службы которых превышает расчетный. Ответ на вопрос “почему деревянные, а не металлические” прост: металлические опоры менее чувствительные к нормативному сроку службы. Соответствие интуитивному представлению решения не столь уже сложной задачи, позволяет надеяться на успех рекомендуемого подхода.

Блок 4. Характеризует методическую поддержку технического руководства ЭЭС и ЭСП. Различается “расчетный” месяц – месяц для которого оцениваются показатели оперативной надежности ВЛЭП, “предшествующий” месяц – месяц с показателями оперативной надежности которого сопоставляются показатели, расчетного месяца и “последующий” месяц – месяц, в течение первой недели которого для технических руководителей ЭЭС и ЭСП подготавливаются сведения об оперативной надежности ВЛЭП за расчетный месяц.

Для главного инженера ЭЭС эти сведения включают:

- среднемесячное значение оценки показателя оперативной надежности совокупности ВЛЭП ЭЭС и значимость этой оценки в пятибалльной системе;
- характер изменения оперативной надежности совокупности ВЛЭП ЭЭС по сравнению с предшествовавшим месяцем (в %);
- размещенный в порядке снижения оперативной надежности ВЛЭП перечень ЭСП ЭЭС; относительное изменение оперативной надежности ВЛЭП по сравнению с предшествовавшим месяцем (в %); значимость оперативной надежности в пятибалльной системе;
- рекомендации по повышению оперативной надежности, содержащие;
 - перечень ЭСП, требующих перехода от системы планово-предупредительного ремонта ВЛЭП к системе восстановления согласно ТС;
 - перечень ЭСП, требующих проведения выборочного освидетельствования ВЛЭП;
 - направлением руководящего состава ЭСП, срок службы большей части ВЛЭП которых превышает нормативное значение, на специализированные курсы повышения квалификации по организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта ВЛЭП, срок службы которых превышает нормативное значение.

Для главного инженера каждого ЭСП ЭЭС сведения о среднемесячной оперативной надежности ВЛЭП включают:

- оценку ТС совокупности ВЛЭП в пятибалльной системе;
- характер изменения оперативной надежности ВЛЭП по сравнению с предшествовавшим месяцем;
- место в ранжированном ряду (в порядке снижения оперативной надежности) ЭСП ЭЭС;
- ранжированный перечень ВЛЭП, обуславливающих снижение показателя оперативной надежности ВЛЭП ЭСП и требующих оперативного проведения освидетельствования ТС и перевода на систему восстановления износа по ТС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Существующие методы и алгоритмы расчета показателей надежности с успехом используются при проектировании воздушных ЛЭП. Многолетние статистические данные об автоматических аварийных и плановых их отключениях позволяют не только оценить эти показатели, но и оценить влияние метеорологических факторов, отдельных конструктивных элементов. Но оценить показатели оперативной надежности эти данные не могут. Рекомендуемые методы прогнозирования оперативных оценок показателей надежности не отвечают требованиям риск-ориентированного подхода, т.к. субъективны, трудоемки, а интегральные показатели лишены физического смысла.

Важность оценки оперативных показателей надежности обуславливается фактором старения. Сегодня относительное число воздушных ЛЭП, срок службы которых превышает нормативное значение, превышает 60%. Старение всегда приводило и приводит к несоответствию ТС объекта предъявляемым требованиям и необходимости оперативного (ежемесячного) контроля. Замена этих ЛЭП, как и организация непрерывного контроля ТС экономически нецелесообразны, хотя бы потому, что интуитивно ясна возможность их работы, хотя и с меньшей эффективностью. Безусловна необходимость перехода от системы планово-предупредительного ремонта к восстановлению по данным о ТС.

Предполагаются методы расчета оперативных показателей надежности расчета воздушных ЛЭП, их сравнения и ранжирования с учетом случайного характера оценок и многомерности статистических данных.

Разработаны алгоритмы автоматизированной системы оперативного решения конкретных эксплуатационных задач, связанных с организацией эксплуатации, технического обслуживания и ремонта воздушных ЛЭП ЭЭС.

Результаты ежемесячного контроля оперативной надежности работы воздушных ЛЭП и рекомендации по повышению эффективности работы формализуются и обеспечивают методическую поддержку технического руководства каждого ЭСП и электроэнергетической системы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Воропай Н.И., Ковалев Г.Ф. и др.* Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. – М.: ООО ИД “Энергия”. 2013, 304 с.
2. СТО-56947007-29.240.5.111-201 Методические указания по оценке технического состояния ВЛ и остаточного ресурса компонентов ВЛ. М.: ОАО “ФСК ЕЭС”.
3. СТО-56947007-29.240.01.053-2010 Методические указания по проведению периодического освидетельствования воздушных линий электропередачи. ЕНЭС, 2010 ФСК.
4. *Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Фарзалиев Ю.З., Абдуллаева С.А.* Сравнение и ранжирование паротурбинных установок энергоблоков ТЭС по эффективности работы // Теплоэнергетика. 2018. № 10. С. 40–49. <https://doi.org/10.1134/S0040363618100028>
5. *Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Джалагова Э.И., Абдуллаева С.А.* Метод и алгоритм сравнения эффективности работы газопоршневых электростанций электроэнергетических систем // 2019. Изв. РАН. Энергетика. № 2. С. 106–117. <https://doi.org/10.1134/S0002331019020067>
6. СТО-34.01-24-003-2017 Система управления производственными активами ЕНЭС, 2017 ФСК.

7. Доронина О.И. Информационно-измерительная система мониторинга надежности воздушных линий электропередачи. Дис. ... к.т.н., Волгоград, ВГТУ.
8. Утеулиев Б.А. Разработка методов и средств оценки остаточного ресурса воздушных линий электропередачи. Автореф. дис. ... к.т.н. Новосибирск. 2019. 23с.
9. Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Рафиева Т.К., Абдуллаева С.А. Метод и алгоритм расчета показателей надежности по многомерным данным // Изв. Вузов "Энергетика". 2017, № 1, С. 16–29
<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-1-16-29>
10. СТО-34.01-24-002-2018 Организация технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики. ЕНЭС, 2018 ПО "Россети".

Methods and Algorithms for Estimation of Operational Reliability of Overhead Lines of Electric Power Systems

E. M. Farhadzadeh^{a, *}, A. Z. Muradaliyev^a, S. A. Abdullayeva^a, and A. A. Nazarov^b

^a*Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Institute of Energetic, Baku, Azerbaijan*

^b*Operational dispatch service of the Branch of JSC "SB UES" Smolensk DDO, Smolensk, Russia*

*e-mail: elmeht@rambler.ru

The use of a risk-based approach in organizing the operation, maintenance and repair of the main equipment and devices of electric power systems is not only relevant today, but also necessary. This problem is especially important for overhead transmission lines, as an object with separate structural elements distributed along a multi-kilometer route, the operational control of the technical condition of which is limited, as a rule, only to inspection. The need for an objective assessment of the technical condition of these overhead transmission lines increases significantly when their service life exceeds the standard value. Analysis showed that there are no methods of operational (monthly) assessment of the technical condition of overhead transmission lines. Recommended methods for assessing the technical condition of power transmission lines based on long-term statistical data are largely subjective, physically inexplicable, laborious, and cumbersome. The results of comparing the recommended integral indicators when solving operational problems have an unacceptable risk of an erroneous decision. Methods and algorithms for evaluating indicators of the operational reliability of overhead transmission lines, their comparison and ranking, taking into account the random nature of the estimates and the multidimensionality of statistical data, are proposed. A man-machine system developed for the prompt solution of specific operational tasks related to the organization of operation, maintenance and repair of overhead transmission lines of EPS by comparing estimates of coefficients easy for emergency repair, recognizing "weak links", assessing the expediency of classifying statistical data, identifying significant varieties of signs. The results of monthly monitoring of the operational reliability of overhead transmission lines and recommendations for improving the reliability of their operation for each power grid enterprise and the power system as a completely formalized and constitute methodological support for technical management.

Keywords: methods, algorithms, reliability, efficiency overhead transmission lines, operational tasks, the risk of an erroneous decision, efficiency, damage, consequences