

АВТОМАТИКА, ТЕЛЕМЕХАНИКА И СВЯЗЬ

УДК 621.311

В. Н. ГАЛУШКО, кандидат технических наук, Д. Н. АДАМЕНКО, И. Л. ГРОМЫКО, магистр технических наук, Белорусский государственный университет транспорта, г. Гомель

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕТЯГОВЫХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С ПОМОЩЬЮ АНАЛИТИЧЕСКОГО И ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Разработана программа имитационного моделирования (ИМ) продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки железнодорожных участков, которая позволяет найти вариант организации электроснабжения с наименьшей величиной технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку (ТРЭТ) с помощью метода статистических испытаний на основании рационального подбора оборудования.

Главной задачей железнодорожного транспорта является обеспечение стабильного перевозочного процесса. Как известно, повышение энергоэффективности системы электроснабжения железных дорог может достигаться на основе измерений информативных параметров и реализации согласованных управляющих воздействий на исполнительные устройства регуляторов, позволяющие обеспечить заданные показатели надежности, качества электроэнергии и уровня потерь в реальном режиме времени. Комплекс вопросов, связанных с регулированием параметров режима в системе электроснабжения нетяговых потребителей железных дорог для повышения экономичности, надежности передачи и распределения электроэнергии, представляется весьма *актуальным*.

Управление режимами систем электроснабжения (СЭ) нетяговых железнодорожных потребителей преследует достижение следующих целей:

- бесперебойное электроснабжение систем сигнализации, централизации и автоблокировки при соблюдении отраслевых и общенергетических норм по качеству электрической энергии (ЭЭ);
- нормативное качество электрической энергии в сетях районов электроснабжения (РЭС) нетяговых потребителей;
- минимально возможный уровень потерь электрической энергии;
- допустимый уровень экологической безопасности в условиях влияния электромагнитных полей, создаваемых тяговыми сетями и технологическими линиями электропередачи.

Достижение указанных целей возможно за счет применения современных информационных и компьютерных технологий, что, в свою очередь, требует создания эффективных математических моделей и методов. Решение дополнительно усложняется из-за того, что СЭ активно взаимодействует с целым рядом не менее сложных систем, таких как питающая электроэнергетическая система и районы электроснабжения нетяговых потребителей, включающих в свой состав нетрадиционные линии электропередачи «два провода – рельс», для описания которых требуются специальные методы моделирования. Поэтому цель работы состоит в создании математических моделей и методов для управления режимами систем нетягового электроснабжения с учетом перечисленных выше факторов.

Методы исследования рассмотренных в исследовании задач базируются на анализе математических моделей сложных электрических систем с применением аппарата теории линейной алгебры, теории функций многих переменных, многомерного статистического анализа, методов векторной оптимизации сложных систем, теоретических математических моделях аналитического и эмпирического типа.

Научно обоснованное решение получают следующие актуальные практические задачи:

- управление режимами СЭ с учетом графиков потребления и характера потребителей;
- выбор наиболее эффективной СЭ;
- минимизация потерь электроэнергии в СЭ;
- повышение надежности работы СЭ.

Реализация вышеперечисленных задач позволит выбрать вариант наиболее эффективной СЭ. Решение состоит из последовательности нескольких технологических этапов.

1 Определение расположения источников питания (ИП) в системе электроснабжения с минимальным технологическим расходом электроэнергии на ее транспортировку (ТРЭТ).

2 Расчет параметров надежности.

3 Учет экономических потерь от недоотпуска ЭЭ.

4 Получение результирующего значения в зависимости от весовых коэффициентов важности.

Опишем основные положения, характеризующие каждый из этапов.

Первый этап. Традиционно основой для решения подобного класса задач служили детерминированные алгоритмы, основными из которых являются метод сканирования (слепой поиск), метод поочередного изменения параметров (метод Гаусса – Зейделя), метод градиента, метод наискорейшего спуска и некоторые другие. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки, и применение конкретного метода зависит от особенностей задачи, но общей их характеристикой является то, что последовательность действий алгоритма строго предопределяется сложившейся ситуацией.

Поэтому необходим альтернативный подход – использование эвристических методов и намеренное введение элемента случайности в алгоритм поиска. В этом случае случайность будет служить целям сбора информации о поведении объекта исследования и целям

управления. Введение такого случайного поведения дает возможность построить алгоритмы случайного поиска, которые в условиях априорной неопределенности, многопараметричности и большой размерности задачи зачастую превосходят известные регулярные алгоритмы поиска и оптимизации.

Будем полагать, что задачей алгоритма оптимизации является минимизация функции качества. Основное достоинство метода Монте-Карло – простота, также его алгоритм применяется при теоретическом и численном сравнении алгоритмов, а также в качестве составной части некоторых алгоритмов глобального случайного поиска.

Целью является оптимальное размещение единичного источника питания на некоторой территории. В содержательном плане данная постановка задачи также опосредовано учитывает ограничения генерального плана на выбор местоположения ИП: указывается избыточное число мест возможного размещения ИП (эти точки ищутся на генплане объекта проектирования с учетом площади, отводимой под установку ИП), число таких мест может быть достаточно большим. Эта задача состоит из следующего ряда подзадач:

- выбор типоразмеров источников питания из предложенного типового ряда;
- выбор местоположения отдельных источников питания;
- рациональное закрепление потребителей электрической мощности за источниками питания.

В наиболее общем случае алгоритмы случайного поиска определяют совокупность точек вокруг наиболее оптимальной точки i -й итерации, если в одной из рассматриваемых точек целевая функция меньше, чем в текущей, то эта точка становится основной для поиска на $(i+1)$ -й итерации. Исходными данными для расчета являются: карта-схема расположения потребителей; координаты точек расположения потребителей; сведения об источнике питания.

По критерию минимальной суммарной длины трасс линий электропередачи (ЛЭП) с учетом ограничения места на установку источника питания целевая функция будет иметь вид

$$L = \sum_{i=1}^n l_k,$$

где L – сумма длины дуг сети; l_k – длина дуги k , выходящей из точки i и приходящей в точку j ; n – число дуг.

Таблица 1 – Потери электроэнергии

Номер участка	ЛЭП	R , Ом	S_p^{BH} , кВт	I_p , А	K_m	I_{cp} , А	K_ϕ	ΔW , тыс. кВт·ч	ΔW , %
<i>Исходный вариант</i>									
1	ИП-ТП1	0,24	7086,3	390,1	1,95	199,9	1,19	351,39	–
2	ИП-ТП2	0,87	2037,0	112,1	1,82	61,68	1,13	110,1	–
3	ИП-ТП3	0,14	8715,45	479,8	1,95	245,9	1,19	324,68	–
<i>Итого</i>		–	–	–	–	–	–	786,17	2,83
<i>После оптимизации</i>									
1	ИП-ТП1	0,36	4701,9	258,8	1,78	145,6	1,12	253,4	–
2	ИП-ТП2	0,56	2037	112,1	1,9	58,87	1,19	71,85	–
3	ИП-ТП3	0,46	2820,5	155,3	1,62	95,97	1,13	142,9	–
<i>Итого</i>		–	–	–	–	–	–	468,15	1,68

Необходимо с помощью метода Монте-Карло найти такое положение ИП, при котором суммарная длина трасс линий электропередач от источника питания до потребителей имела бы минимальную длину.

Расстояния могут быть определены прямыми измерениями или на основании координат подстанций по формуле

$$L = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2},$$

где x_i, x_j, y_i, y_j – соответственно координаты источника питания и потребителя.

Проводим N -е количество итераций и вычисляем случайным образом координаты источника питания. Затем вводим ограничения с определенными координатами $(x_1, x_2$ и $y_1, y_2)$. Если координаты источника питания попадают в область ограничения, то их значения приравняем к нулю.

Результаты сравнения исходного варианта сети и варианта после оптимизации представлены в таблице 1 (R – сопротивление ЛЭП; S_p^{BH} – полная расчетная мощность; I_p – коэффициент максимума; I_{cp} – среднеквадратичный ток; K_ϕ – коэффициент формы; ΔW – потери электрической энергии).

Алгоритм ИМ электроснабжения электросетей продольного электроснабжения (ПЭ) и линий автоматической блокировки (АБ) железнодорожных участков (ИМ ПЭ) основан на поиске варианта организации электроснабжения с наименьшей величиной технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку с помощью метода статистических испытаний на основании рационального подбора электрооборудования. Результаты моделирования ИМ ПЭ являются исходными данными, в частности для правильного выбора головных трансформаторов линий ПЭ и АБ. ИМ ПЭ реализовано на объектно-ориентированном языке программирования Delphi. Алгоритм ИМ ПЭ предписывает выполнить следующие действия.

1 Внесение исходных данных:

- координаты точек расположения потребителей $(z_f, f = 1, m)$;
- сведения о всех потребителях: название или обозначение; $P_{потр}$ – активная мощность; $Q_{потр}$ – реактивная мощность; эквивалентное количество рабочих смен в сутки потребителя для выбора дисперсионного коэффициента, учитывающего увеличение потерь в зависимости от неравномерности графика нагрузки; марку кабельной или воздушной линии.

Для точной детализации графика нагрузки потребителя предусмотрен случайный характер включения потребителя с определенной мощностью на указанный в диалоговом окне промежуток времени в течение заданного промежутка времени. Ограничение несимметрии токов и напряжений выполняется с помощью транспозиции: автоматически по заданному шагу транспозиции или вручную согласно имеющимся данным, указаниям определенной фазы для потребителя. Указывается тип подключения трансформатора: одно- или трехфазное.

Визуализируется расстановка потребителей на линии ПЭ или АБ с помощью координатной оси.

На рисунке 1 представлена реализация участка ПЭ Лиозно – Заольша Витебской дистанции электроснабжения (договор № 18/10556 от 01.06.2016 г.)

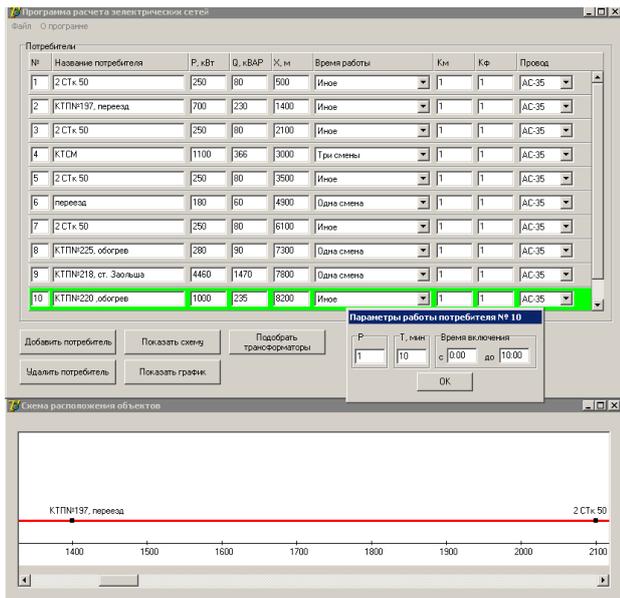


Рисунок 1 – Пример внесения исходных данных в программу ИМ ПЭ

2 Расчет полной мощности потребителя, на основании которой осуществляется выбор номинальной мощности трансформаторов согласно следующему условию:

$$S_{нт} \geq S_p, \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

Таблицы стандартных полных мощностей трансформаторов соответствуют номенклатуре выпускаемых и имеющихся в технологическом запасе отделений дистанций электроснабжения. При необходимости можно изменить значение номинальной мощности в таблице текущих результатов расчетов или пополнить/изменить содержание таблиц стандартных полных мощностей трансформаторов. Рассчитываются коэффициенты загрузки трансформаторов.

3 Расчет потерь электроэнергии (ЭЭ) в трансформаторах и линиях на основании [1].

3.1 Расчет потребления активной и реактивной ЭЭ за определенное время (по умолчанию принимается один год) для каждого потребителя с учетом количества рабочих смен в сутки потребителя (A_{af} и A_{pf}).

3.2 Определение нагрузок ($P_p^{ВН}$, $Q_p^{ВН}$, $S_p^{ВН}$) на высокой стороне за счет добавления потерь в трансформаторах ТП:

– постоянные технические потери активной и реактивной электроэнергии:

$$\Delta \bar{A}_a = T \Delta P_{xx}, \quad \Delta \bar{A}_p = T \Delta Q_{xx}, \quad (1)$$

где T – расчетный период, ч; ΔP_{xx} – среднее значение активных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, кВт; ΔQ_{xx} – среднее значение реактивных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, квар;

– переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в силовом трансформаторе:

$$\Delta \tilde{A}_a = \frac{A_a^2 + A_p^2}{TU_{нт}^2} R_t d \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta \tilde{A}_p = \frac{A_a^2 + A_p^2}{TU_{нт}^2} X_t d \cdot 10^{-3}, \quad (2)$$

где A_a – потребление активной электроэнергии в расчетном периоде; A_p – годовое потребление реактивной электроэнергии в расчетном периоде; $U_{нт}^2$ – номинальное напряжение трансформатора; R_t , X_t – активное и индуктивное сопротивление трансформатора; d – дисперсионный коэффициент, учитывающий увеличение потерь в зависимости от неравномерности графика нагрузки.

Годовое потребление активной и реактивной ЭЭ принимается по данным технического учета. Если информацию о потреблении реактивной энергии A_p по показаниям средств технического учета получить невозможно, то она рассчитывается по формуле

$$A_p = A_a \operatorname{tg} \varphi, \quad (3)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент мощности.

3.3 Определение длины участков линий:

– постоянные технические потери активной и реактивной ЭЭ в линии электропередачи:

а) для кабельной линии (КЛ) 6–10 кВ

$$\Delta \bar{A}_a = q_0^3 L_l \operatorname{tg} \delta T, \quad \Delta \bar{A}_p = q_0^3 L_l T, \quad (4)$$

где q_0^3 – среднее значение удельной зарядной мощности линии; L_l – длина линии; $\operatorname{tg} \delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь;

б) для кабельной линии до 1 кВ и воздушной линии (ВЛ) номинальным напряжением ниже 110 кВ

$$\Delta \bar{A}_a = 0, \quad \Delta \bar{A}_p = 0; \quad (5)$$

– переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в линии электропередачи:

$$\Delta \tilde{A}_a = \frac{A_a^2 + A_p^2}{TU_{нл}^2} r_0 L_l dk_{нс} \cdot 10^{-3}; \quad (6)$$

а) для высоковольтных ВЛ и КЛ

$$\Delta \tilde{A}_a = \frac{A_a^2 + A_p^2}{TU_{нл}^2} x_0 L_l dk_{нс} \cdot 10^{-3}, \quad (7)$$

где $k_{нс}$ – коэффициент, учитывающий увеличение технических потерь ЭЭ из-за несимметрии нагрузки фаз при подключении однофазных электроприемников,

$$k_{nc} = 1 + \left(\frac{I_{(2)}}{I_{(1)}} \right)^2, \quad (8)$$

$I_{(1)}$ и $I_{(2)}$ – модуль тока прямой и обратной последовательности.

$$\widehat{I}_{(1)} = 1/3(\widehat{I}_{(A)} + \widehat{I}_{(B)}e^{j2/3\pi} + \widehat{I}_{(C)}e^{-j2/3\pi}), \quad (9)$$

$$\widehat{I}_{(2)} = 1/3(\widehat{I}_{(A)} + \widehat{I}_{(B)}e^{j2/3\pi} + \widehat{I}_{(C)}e^{j2/3\pi}), \quad (10)$$

$\widehat{I}_{(A)}$, $\widehat{I}_{(B)}$, $\widehat{I}_{(C)}$ – вектор тока в фазах A , B и C соответственно;
б) для низковольтных (до 1 кВ) ВЛ и КЛ

$$\Delta \widetilde{A}_a = 0.$$

В расчете коэффициента несимметрии учитывается потребление активной и реактивной электроэнергии потребителем с учетом постоянных и переменных технических потерь в трансформаторе, а также постоянные технические потери в линии на смежном участке, следующим за рассматриваемым в направлении от точки подключения сети. Переменные технические потери в линии электропередачи в расчете коэффициента несимметрии не учитываются из-за сложности расчета и незначительного увеличения точности результата.

3.4 Суммарный ТРЭТ в элементе (линии электропередачи, трансформаторе) электрической сети ΔA_a , кВт·ч,

$$\Delta A_a = \Delta \overline{A}_a + \Delta \widetilde{A}_a. \quad (11)$$

Суммарный ТРЭТ определяется как сумма активных потерь ЭЭ во всех элементах электрической сети.

4 Расчет полной мощности линий продольного электроснабжения и автоматической блокировки железнодорожных участков, на основании которой осуществляется выбор номинальной мощности головного трансформатора согласно следующему условию:

$$S_{нт} \geq S_p, \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

При необходимости можно изменить значение выбранной номинальной мощности головного трансформатора в таблице результатов расчетов.

Определяются потери в головном трансформаторе, питающем линии ПЭ и АБ:

– постоянные технические потери активной и реактивной электроэнергии

$$\Delta \overline{A}_a = T \Delta P_{xx}, \quad \Delta \overline{A}_p = T \Delta Q_{xx}, \quad (12)$$

где T – расчетный период (по умолчанию принимается один год); ΔP_{xx} – среднее значение активных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, кВт; ΔQ_{xx} – среднее значение реактивных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, квар;

– переменные технические потери активной и реактивной ЭЭ в силовом трансформаторе

$$\Delta \widetilde{A}_a = \frac{A_a^2 + A_p^2}{TU_{нт}^2} R_{\tau} d \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta \widetilde{A}_p = \frac{A_a^2 + A_p^2}{TU_{нт}^2} X_{\tau} d \cdot 10^{-3}. \quad (13)$$

5 Распределение ТРЭТ между абонентами дистанции электроснабжения:

– в электрической сети дистанции электроснабжения выделяется транзитная электрическая сеть, состоящая из последовательных элементов от точки подключения абонента до точки границы балансовой принадлежности между дистанцией и энергосистемой;

– для каждого элемента определяется доля относимых ТРЭТ как отношение потреблений активной ЭЭ в начале рассматриваемого участка линии электропередачи и в конце смежного предыдущего (в направлении от точки подключения электросети) участка.

– последовательно для каждого участка электросети определяется процент ТРЭТ нарастающим итогом от точки подключения электросети δA_{af} , %,

$$\delta A_{af} = \frac{\Delta A_{a(f-1)} - \Delta A_{af}}{\Delta A_{df}} \cdot 100 \%, \quad (14)$$

где $\Delta A_{a(f-1)}$ – ТРЭТ нарастающим итогом от точки подключения электросети в смежном предыдущем участке; ΔA_{af} – ТРЭТ в рассматриваемом участке электросети; A_{df} – потребление активной ЭЭ в конце рассматриваемого участка.

6 Указание числа реализаций N (разыгрываемых вариантов работы потребителей линии ПЭ и АБ, определяемое заранее на основании заданной точности имитации откликов модели).

Запуск имитационного эксперимента для уточненного расчета параметров с вероятностным характером потребления и выполнения процедур пунктов 3 и 4.

7 Получение из откликов ИМ ПЭ полной мощности нагрузки, значений коэффициентов формы и максимума графика нагрузки; допустимого коэффициента систематической перегрузки $k_{2доп}$ [2].

Выполнение проверочного расчета номинальной мощности головного трансформатора, согласно условию

$$S_{ном} k_{2доп} \geq S_{max}, \quad (15)$$

где S_{max} – максимальная полная мощность графика для всей линии ПЭ или АБ.

Если условия проверки не выполняются, следует увеличить $S_{ном}$.

8 Уточненный расчет пределов изменения контролируемых для графика с максимальной полной мощностью параметров (вторичного напряжения головного трансформатора и напряжения на потребителях).

В дальнейшем программа ИМ ПЭ может быть использована как отдельно для предприятий железнодорожной отрасли с целью расчетов ТРЭТ.

Второй этап. В качестве примера расчета надежности СЭ использовался фидер Гомельской дистанции электроснабжения Транспортного республиканского унитарного предприятия «Гомельское отделение Белорусской железной дороги» (рисунок 2).

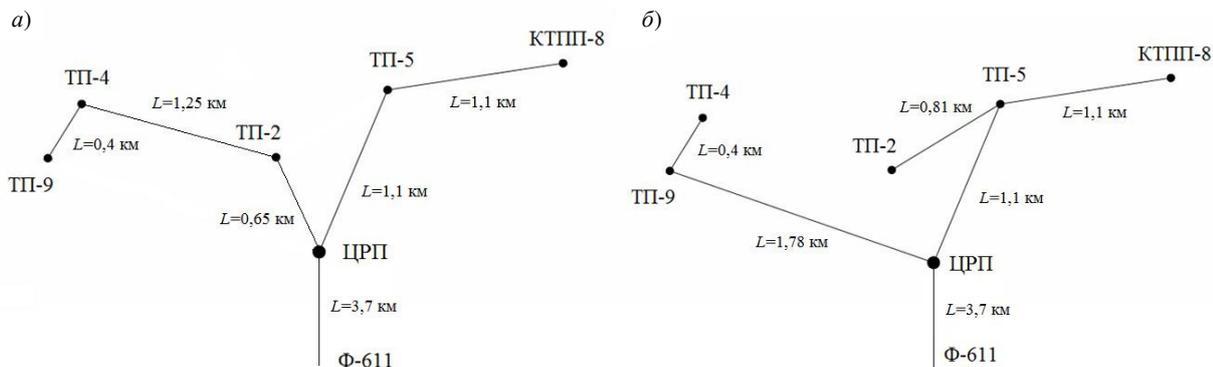


Рисунок 2 – Схемы расчета надежности:
а – исходная; б – предлагаемая

Для схем электроснабжения нетяговых потребителей характерно последовательное соединение элементов. Таким образом, суммарная интенсивность отказов каждой из ветвей схемы от трансформатора ТП до начала фидера будет равна сумме интенсивностей отказов всех элементов этой ветви:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i.$$

Вероятное время восстановления элемента

$$T_{\text{вв}} = Q(t)T_{\text{в}}.$$

В таблице 2 представлен пример расчета параметров надежности для участка системы электроснабжения Ф611 – ЦРП. Показатели надежности элементов выбираются из библиотеки накопленных данных программы по расчету надежности с указанием источников информации или на основании приборных экспериментов, подтвержденных статистической обработкой данных. Результаты расчетов показателей надежности с учетом приведенных затрат представлены в таблице 3.

Таблица 2 – Расчет элементов Ф611 – ЦРП

Элемент	λ	Q	$T_{\text{в}}$, ч	$T_{\text{вв}}$, ч
Выключатель масляный	0,015	0,015	9	0,134
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
ОПН	–	–	–	–
Кабель 10 кВ 3700 м	0,37	0,309	25	7,732
ТЗЛ	0,0000033	0,000	3	0,000
ОЛСП (ТР собств. нужд)	0,035	0,034	8	0,275
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
ОПН	–	–	–	–
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ЦРП	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
ОПН	–	–	–	–
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сумма	0,838	–	–	9,761

Таблица 3 – Сравнительные показатели расчета надежности

Показатель	Схема	
	исходная	полученная
Средняя интенсивность отказов, год ⁻¹	1,706	1,596
Среднее вероятное время восстановления, ч	16,539	16,435
Вероятность безотказной работы, %	18,2	20,3

Таким образом, расчет показал: интенсивность отказов системы в год снизилась на величину $\Delta\lambda = 1,706 - 1,596 = 0,11$; среднее вероятное время восстановления в год снизилось на величину $\Delta T_{\text{вв}} = 16,539 - 16,435 = 0,104$ ч, вероятность безотказной работы за год возросла на 2,1 %.

Третий этап. Для потребителя электроэнергии важно оценить реальные затраты, которые он может понести из-за ненадежности электроснабжения и которые он мог бы закладывать в договорные отношения в случае

срыва поставок своей продукции. Экономический ущерб потребителя от перерыва электроснабжения имеет две составляющие:

$$Y = Y' + Y'',$$

где Y' – первичный ущерб, вызванный перерывом электроснабжения данного потребителя (предприятия или технологического агрегата); Y'' – вторичный ущерб в результате вынужденного простоя следующего технологического этапа или смежного предприятия.

При приближенных расчетах и проектировании можно пользоваться относительной величиной удельного ущерба на единицу потребленной электроэнергии или на единицу продукции (y_i):

$$Y_i = y_i k_n \text{Пр},$$

где k_n – коэффициент простоя; Пр – средняя производительность предприятия.

В результате снижения выпуска продукции можно определить уменьшение величины прибыли. Тогда ущерб от перерыва электроснабжения можно рассчитать как разницу между ценой и себестоимостью единицы продукции, умноженной на количество единиц продукции, которые были бы изготовлены при нормальной работе производственной системы:

$$\Delta\Pi = \sum_{i=1}^m (\Pi_i - C_i) N_{\text{год}} t_{ni},$$

где Π_i, C_i – соответственно цена и себестоимость единицы продукции i -го вида; m – количество видов выпускаемой продукции; $N_{\text{год}}$ – часовая производительность оборудования по выпуску i -й продукции; t_{ni} – время простоя оборудования по выпуску i -й продукции.

Если оборудование не простаивает, то частичный отказ техники вызывает снижение качества продукции и рост ее себестоимости.

Кроме того, перерывы в электроснабжении приводят к нарушению технологического процесса, вынужденных перерывов в работе персонала и простоев оборудования, недоиспользование оборудования, непроизводительного расхода сырья и т. д.

Четвертый этап. Сравнение вариантов систем электроснабжения производится с учетом следующих результатов: технологических расходов электроэнергии на ее транспортировку; вероятности безотказной работы и среднего времени восстановления; экономического ущерба потребителя от перерыва электроснабжения.

Оптимизацию по совокупности откликов математических и имитационных моделей выполняем в следующем порядке [2].

1 *Методы приведения откликов к одному типу и масштабу.*

Все отклики должны быть однотипными (требуемыми либо максимизации, либо минимизации). На практике очень часты случаи, когда какой-либо отклик, например $Y_2(x)$, требует минимизации ($Y_2(x) \rightarrow \min$), а все остальные отклики требуют максимизации ($Y_i(x) \rightarrow \max$; $i \neq 2$; $i = 1, 3, \dots, n$). В таких случаях для откликов, требующих минимизации, находят обратную величину $Y_2^*(x) = 1/Y_2(x)$.

Однако этой операции может оказаться недостаточно, поскольку каждый отклик имеет различный смысл и его значение определяется с различной размерностью.

Получено 01.11.2019

V. N. Galushko, D. N. Adamenko, I. L. Gromyko. Enhancing the power efficiency of the electric supply system of non-train railway users by analytical and simulation.

A simulation program (IM) of longitudinal power supply and automatic blocking lines for railway sections has been developed, which allows you to find the option of organizing power supply with the lowest technological consumption of electric energy for its transportation (TRET) using the statistical testing method based on a rational selection of equipment.

Поэтому отклики трудно сравнивать друг с другом даже в случае, когда они одного типа. В таких случаях используется операция «нормировка». Находят для каждого отклика максимальное значение:

$$Y_{mi} = \max_i Y_i \quad \text{или} \quad Y_{mj}^* = \max_j Y_j^*; \quad i, j = \overline{1, m}$$

Проводится нормировка каждого отклика:

$Y_i^{**} = Y_i / Y_{mi}$ – для откликов, требующих максимизации;

$Y_j^{**} = Y_j^* / Y_{mj}^*$ – для откликов, полученных с помощью операции приведения к одному типу.

В итоге все компоненты вектора параметров $\{Y_i^{**}\}$; $i = \overline{1, n}$ будут иметь одинаковый тип (в данном случае требовать максимизации) и изменяться в одном и том же диапазоне их значений $[0, 1]$, нормированных максимальным значением. Поэтому их можно сравнивать.

2 *Метод составного критерия.*

Все отклики имеют один и тот же масштаб изменения, и они все одного типа, исследователь может формировать составной отклик $Y_0(x)$ согласно следующей процедуре. Исследователь сам определяет важность каждого критерия с помощью весовых коэффициентов важности (δ_i). Предполагается, что $\delta_i \geq 0$ $i = \overline{1, n}$, а сумма коэффициентов важности равна единице: $\delta_i \geq 0$;

$\sum_{i=1}^n \delta_i = 1$. Определяется составной (обобщенный) отклик

варианта СС: $Y_0(x) = \sum_{i=1}^n \delta_i Y_i(x)$. Если $Y_i(x) \rightarrow \max$, то и $Y_0(x) \rightarrow \max$.

Весовые коэффициенты определяются с помощью особых методов планирования эксперимента с учетом зависимости минимального числа экспертов от допустимой ошибки и определением суммы коэффициентов компетентности всех кандидатов в эксперты.

Технология реализации имитационных и аналитических моделей позволит выбрать наиболее эффективный вариант системы электроснабжения, учитывающий технологические расходы электроэнергии на ее транспортировку; вероятность безотказной работы и среднего времени восстановления; экономического ущерба потребителя от перерыва электроснабжения.

Список литературы

1 ТКП 460–2012 (02230). Порядок расчета величины технологического расхода электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом). – РУП «Белэнергосетьпроект». – Минск. – 62 с.

2 **Галушко, В. Н.** Математические модели в транспортных системах : учеб.-метод. пособие / В. Н. Галушко. – Гомель : БелГУТ, 2015. – 154 с.