

- Electrical & Electronics Engineers (IEEE), 2013. — P. 740–743. doi:10.1109/iceets.2013.6533476
3. Билека, Б. Д. Экономичность когенерационных и комбинированных когенерационно-теплонасосных установок с газопоршневыми и газотурбинными двигателями [Текст] / Б. Д. Билека, Р. В. Сергиенко, В. Я. Кабков // Авиационно-космическая техника и технология. — 2010. — № 7(74). — С. 25–29.
 4. Билека, Б. Д. Использование ГТУ и ГПД в когенерационных системах получения теплоты [Текст] / Б. Д. Билека, Л. К. Гаркуша // Двигатели и энергоустановки аэрокосмических летательных аппаратов. — 2009. — № 7(54). — С. 16–18.
 5. Билека, Б. Д. Когенерационно-теплонасосные технологии в схемах горячего водоснабжения большой мощности [Текст] / Б. Д. Билека, Л. К. Гаркуша // Промышленная теплотехника. — 2012. — Т. 34, № 4. — С. 52–57.
 6. Doseva, N. Advanced exergetic analysis of cogeneration system with a biogas engine [Text] / N. Doseva // 14th SGEM GeoConference on Energy and Clean Technologies Conference Proceedings. — June 19–25, 2014. — Book 4, Vol. 1. — P. 11–18. doi:10.5593/sgem2014/b41/s17.002
 7. Горобець, В. Г. Ексергетичний аналіз ефективності енергетичних систем для комплексного виробництва електричної та теплової енергії з використанням поновлювальних джерел енергії [Текст] / В. Г. Горобець, Б. Х. Драганов // Відновлювальна енергетика. — 2010. — № 3(22). — С. 5–12.
 8. Dev, N. Development of reliability index for cogeneration cycle power plant using graph theoretic approach [Text] / N. Dev, Samsher, S. S. Kachhwaha, R. Attri // International Journal of System Assurance Engineering and Management. — 2014. — Vol. 5, № 4. — P. 700–710. doi:10.1007/s13198-014-0235-4
 9. Чайковська, Є. Є. Розробка енергозберігаючої технології функціонування біогазової установки у складі когенераційної системи [Текст] / Є. Є. Чайковська // Східно-Європейський журнал передових технологій. — 2015. — № 3/8(75). — С. 44–49. doi:10.15587/1729-4061.2015.44252
 10. Чайковська, Є. Є. Узгодження виробництва та споживання енергії у складі когенераційної системи [Текст]: зб. наук. пр. / Є. Є. Чайковська, В. В. Стефанюк, І. В. Абросимов // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. — 2015. — № 46(1155). — С. 63–67.

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПОДДЕРЖКИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ КОГЕНЕРАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ НА БИОГАЗОВОМ ТОПЛИВЕ

В работе на основе предложенной когенерационной системы разработан метод поддержки температуры местной воды при измерении температуры обратной воды и температуры греющего теплоносителя на входе в теплообменник и на выходе из теплообменника контура охлаждения двигателя. Принятие решений на изменение количества пластин теплообменника при сохранении постоянными расходов теплоносителей позволяет согласовывать функционирование биогазовой установки и когенерационной системы с использованием теплового насоса, для которого низкопотенциальным источником энергии является сброженное сусло.

Ключевые слова: когенерационная система, биогазовое топливо, тепловой насос.

Чайковська Євгенія Євстафіївна, кандидат технічних наук, старший науковий співробітник, доцент, кафедра теоретичної, загальної та нетрадиційної енергетики, Одеський національний політехнічний університет, Україна, e-mail: eechaikovskaya@gmail.com.

Стефанюк Вадим Володимирович, аспірант, кафедра теоретичної, загальної та нетрадиційної енергетики, Одеський національний політехнічний університет, Україна.

Чайковская Евгения Евстафьевна, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, доцент, кафедра теоретической, общей и нетрадиционной энергетики, Одесский национальный политехнический университет, Украина.

Стефанюк Вадим Владимирович, аспирант, кафедра теоретической, общей и нетрадиционной энергетики, Одесский национальный политехнический университет, Украина.

Chaikovskaya Eugene, Odessa National Polytechnic University, Ukraine, e-mail: eechaikovskaya@gmail.com.

Stefanuk Vadim, Odessa National Polytechnic University, Ukraine

УДК 621.311

DOI: 10.15587/2312-8372.2015.55805

Сиротенко М. А.

РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ В РАЗВЕТВЛЕННЫХ СЕТЯХ 10 кВ

Предложен метод оптимизации структуры и параметров системы повышения надежности в распределительной сети 10 кВ, который позволяет учитывать возможность наличия в ее составе различных типов указателей поврежденных участков и коммутационных аппаратов. Приведены результаты поиска оптимальных решений как для разветвленных резервированных, так и нерезервированных электросетей.

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, надежность, секционирование, эффективность, оптимизация.

1. Введение

Время, в течение которого условный потребитель недополучает электроэнергию, зависит в основном от среднего времени, затрачиваемого бригадой на поиск

места повреждения. При этом средства повышения надежности (СПН), которые влияют на величину времени поиска короткого замыкания (КЗ) в электрических сетях можно условно разделить на две группы: методы и средства определения места повреждения на линии;

автоматические секционирующие аппараты, которые также могут передавать информацию о месте повреждения непосредственно на диспетчерский пункт.

Как показывает практика, в распределительных сетях 6–10 кВ особенно эффективной является установка указателей поврежденного участка, которые при поиске повреждения на отключенной линии электропередачи (ЛЭП) дают информацию о наличии или отсутствии КЗ за местом установки устройства.

Однако, разрешение проблемы оптимизации размещения секционирующих аппаратов и устройств для поиска поврежденных участков сети в литературе рассматриваются отдельно, что не позволяет учитывать возможность наличия в составе системы повышения надежности различных средств, влияющих на величину времени поиска места повреждения. Этим обосновывается актуальность проведенного исследования.

2. Анализ литературных данных и постановка проблемы

В среднем в течение года условный потребитель в Украине не получает услуг по электроснабжению 1279 минут [1]. С целью снижения величины данного показателя в [2] используются фиксирующие приборы, устанавливаемые на вводе понижающей подстанции. Однако, несмотря на высокую точность определения расстояния до места КЗ, за счет возможности учета влияния переходного сопротивления, данная методика показывает себя неэффективной в случае, если ЛЭП разветвлена. В [3, 4] предложен алгоритм, позволяющий решить данную проблему, а также приведены возможности программного обеспечения по результатам параметров аварийного режима. При этом определение поврежденного участка происходит с последующим уточнением расстояния до места повреждения [3]. Установка же указателей поврежденного участка, согласно [5], считается целесообразной на ответвлениях, осмотр состояния которых приходится производить пешком, а протяженность равна или превышает 2–2,5 км.

Места расположения секционирующих устройств в [6, 7] определяются исходя из количества аппаратов и расчетной приведенной длины участков между ними. При этом доказано, что общий эффект секционирования сети равен сумме эффектов от установки отдельных коммутационных аппаратов (КА). Методики, позволяющие оптимизировать уровень надежности не только распределительной сети в целом, но и отдельных потребителей, за счет размещения КА также описаны в [8, 9]. Согласно [8], выбор количества и мест установки секционирующих устройств осуществляется в зависимости от расчетной нагрузки и суммарной длины линии 10 кВ, а также присутствия на ней потребителей первой категории.

Однако, все вышеперечисленные методики имеют ряд недостатков, к основным из которых следует отнести невозможность их применения в случае, когда в системе повышения надежности присутствуют различные типы устройств, а также отсутствие обоснования места и схемы размещения СПН.

В связи с этим встает актуальной научная задача разработки научно-методического аппарата, который позволит обеспечить оптимизацию структуры и состава

системы повышения надежности в распределительных сетях 10 кВ.

3. Объект, цель и задачи исследования

Объект исследования — процесс поиска мест повреждений при аварийных режимах работы разветвленных электрических сетей сельских регионов с установленными средствами повышения надежности.

Целью исследований является повышение надежности электроснабжения потребителей в сельских регионах путем оптимизации количества и мест установки устройств для поиска поврежденных участков в секционируемой распределительной сети.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие основные задачи:

- разработать математическую модель оценки среднего времени перерывов в электроснабжении, позволяющую учитывать наличие в системе повышения надежности разветвленной сети как устройств для поиска поврежденных участков, так и секционирующих аппаратов;
- разработать математическую модель оценки интегрального годового недоотпуска электроэнергии потребителям, позволяющую учитывать наличие различных СПН в распределительной сети 10 кВ;
- сформулировать задачу и разработать вычислительную программу автоматизированного поиска оптимального решения по приоритетным для лица, принимающего решения (ЛПР), критериям;
- определить наиболее эффективные устройства, применяемые для повышения надежности, а также провести оценку эффекта от оптимизации их размещения в разветвленной сети.

4. Математическая модель оценки среднего времени перерывов в электроснабжении

Для достижения поставленной цели была построена математическая модель размещения СПН в разветвленных сетях сельских регионов, где процесс функционирования распределительной электрической сети (РЭС) подчиняется закономерности, определяющей простейший поток, т. е. поток событий, удовлетворяющий свойствам стационарности, отсутствия последствий и ординарности.

При этом любая разветвленная распределительная сеть рассматривалась как сеть (рис. 1, а), в которой количество ответвлений от магистрали определяется числом N . Каждое из них, в свою очередь, имеет ответвления, количество которых определяется числом N_i , $N_{i(k)}$ и т. д. В зависимости от количества ответвлений, магистраль линии (ответвление, ответвление от ответвления и т. д.) разбивается на последовательные участки, которые определяются длинами l_i ($l_{i(k)}$, $l_{i(k(r))}$) и т. д. соответственно). Нумерация последовательных участков, как и нумерация ответвлений, начинается с нуля, как это показано на рис. 1, б. В конце магистрали линии всегда находится одна подстанция с расчетной активной потребляемой мощностью электроустановок потребителей P (в случае, если в сети есть магистральное резервирование, $P = 0$), соответственно в конце ответвлений от магистрали — P_i , ответвлений от ответвлений — $P_{i(k)}$ и т. д.

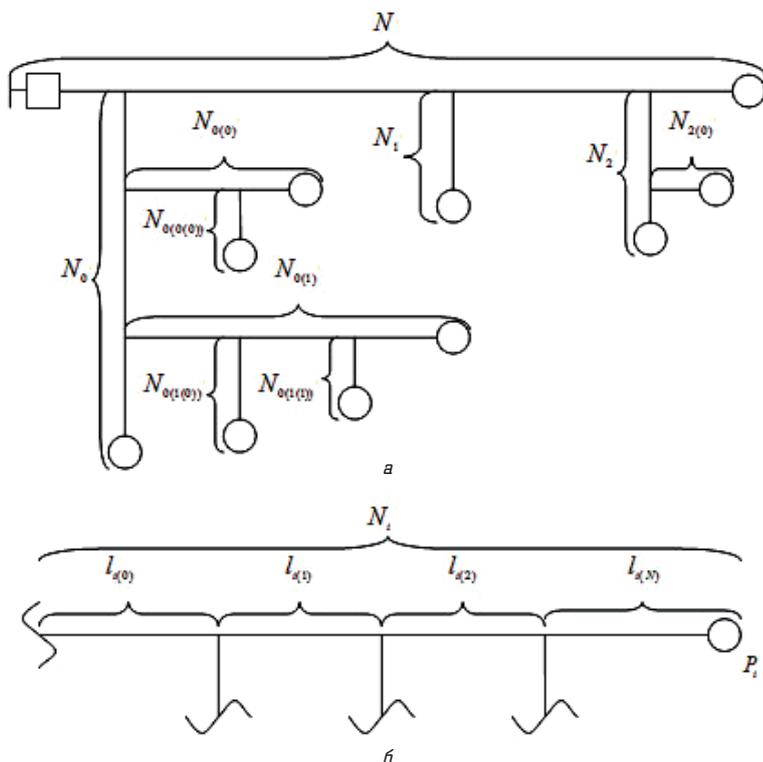


Рис. 1. Схема: а — распределительной сети с указанием количества ответвлений, б — *i*-го ответвления от магистрали с указанием длин последовательных участков и мощности электроустановок потребителей

С учетом того, что места потенциальной установки любых СПН, сигнализирующих о местонахождении поврежденного участка, находятся сразу после точек разветвления линии (при наличии сетевого резервирования, допускается установка СПН и непосредственно перед ответвлениями на участках магистрали) в качестве возможных альтернатив для каждого места потенциальной установки устройств было рассмотрено 4-е варианта:

- а) установка указателя поврежденного участка (УПУ);
- б) установка УПУ, которая может передавать информацию о месте повреждения непосредственно на диспетчерский пункт (ДП);
- в) установка УПУ, имеющая возможность передачи информации о месте повреждения на ДП, совместно с линейным разъединителем (ЛР), установленным на соседней опоре;
- г) установка автоматического секционирующего аппарата.

Наличие или отсутствие аппарата определялось коэффициентами $b^a, b^b, b^в$ и $b^г$ соответственно, принимающими значение 1, если он установлен в том или ином месте возможной установки, и 0 — если не установлен.

Математическая модель расчета среднего времени перерывов в электроснабжении потребителей в расчете на одно устойчивое повреждение представлена в виде:

$$\tau = \tau_d + \tau_p + \tau' \tag{1}$$

При этом среднее время, затрачиваемое бригадой от момента начала поиска до момента выявления места повреждения, и средняя продолжительность этапа локализации поврежденного участка рассчитывается по формулам (2) и (3), соответственно.

$$\tau' = \tau_l + \frac{(s_{\text{посл. пер.}} - s_{\text{обхода}}) \cdot k_{\text{кр.}}}{V_{\text{ср.}}} + \frac{s_{\text{обхода}}}{V_x}, \tag{2}$$

$$\tau_l = \frac{(s_{\text{поиска}} - s_{\text{посл. пер.}}) \cdot k_{\text{кр.}}}{V_{\text{ср.}}}, \tag{3}$$

где V_x — средняя скорость обхода, км/ч; $V_{\text{ср.}}$ — средняя скорость движения бригады на автомашине, км/ч; $k_{\text{кр.}}$ — коэффициент кривизны дорог по отношению к воздушной прямой, соединяющей конечные точки маршрута переезда бригады.

Для расчета среднего расстояния, преодолеваемого ремонтной бригадой от момента начала поиска и от момента локализации поврежденного участка до момента выявления места повреждения, а также среднего расстояния, преодолеваемого бригадой во время обхода поврежденных участков цепи, были разработаны рекуррентные матричные формулы (4), (5) и (6), соответственно.

$$s_{\text{поиска}} = \left\{ \left[1/2 \cdot L^{\text{посл.}} \cdot C^{\text{посл.}} + L^{\text{посл.}} \cdot (A \cdot C^{\text{посл.}} + A \cdot U) + 2 \cdot L^{\text{абвг}} \cdot H \times (N^{\text{бвг}} \cdot T \cdot C^{\text{посл.}} + K^{\text{бвг}} \cdot T \cdot Y^{\text{бвг}}) \right] / l_{\text{общ.}} + T^{\text{поиска}} \right\} \cdot Q, \tag{4}$$

где матрица $L^{\text{посл.}}$ имеет вид $L^{\text{посл.}} : \{l_{1,n}^{\text{эл.}}\}, n = \overline{1, N+1}$,

где $l_{1,n}^{\text{эл.}} = l_{n-1}$; $C^{\text{посл.}} : \{c_{m,n}\}, m, n = \overline{1, N+1}$, где $c_{m,n} = l_{m-1}$

при $m = n$ и $c_{m,n} = 0$ при $m \neq n$; $A : \{a_{m,n}\}, m, n = \overline{1, N+1}$,

где $a_{m,n} = 0$ при $m \geq n$ и $a_{m,n} = 1$ при $m < n$; $Q : \{q_{m,1}\}$,

$m = \overline{1, N+1}$, где $q_{m,1} = 1$; $U : \{u_{m,n}\}, m, n = \overline{1, N+1}$, где $u_{m,n} =$

$= (L_{m-2}^{\text{посл.}} + Q_{m-2}^T \cdot U_{m-2}) \cdot Q_{m-2}$ при $m = n \wedge m \neq 1$ и $u_{m,n} = 0$

при $m \neq n \vee m = n = 1$; $H : \{h_{m,n}\}, m, n = \overline{1, N+1}$, где $h_{m,n} = b_m^a$

при $m = n \wedge m \neq N+1$ и $h_{m,n} = 0$ при $m \neq n \vee m = n = N+1$;

$L^{\text{абвг}} : \{l_{1,n}^{\text{эл.}}\}, n = \overline{1, N+1}$, где $l_{1,n}^{\text{эл.}} = (L_{n-1}^{\text{посл.}} + L_{n-1}^{\text{абвг}}) \cdot X_{n-1}^{\text{абвг}} \cdot Q_{n-1}$

при $n \neq N+1$ и $l_{1,n}^{\text{эл.}} = 0$ при $n = N+1$; $Y^{\text{бвг}} : \{y_{m,n}\}$,

$m, n = \overline{1, N+1}$, где $y_{m,n} = (L_{m-1}^{\text{посл.}} + Q_{m-1}^T \cdot Y_{m-1}^{\text{бвг}}) \cdot X_{m-1}^{\text{бвг}} \cdot Q_{m-1}$

при $m = n \wedge m \neq N+1$ и $y_{m,n} = 0$ при $m \neq n \vee m = n = N+1$;

$X^{\text{абвг}} : \{x_{m,n}\}, m, n = \overline{1, N+1}$, где $x_{m,n} = \prod_{k=0}^{m-1} b_k^a \cdot b_k^b \cdot b_k^в \cdot b_k^г$ при

$m = n$ и $x_{m,n} = 0$ при $m \neq n$; $X^{\text{бвг}} : \{x_{m,n}\}, m, n = \overline{1, N+1}$,

где $x_{m,n} = \prod_{k=0}^{m-1} b_k^b \cdot b_k^в \cdot b_k^г$ при $m = n$ и $x_{m,n} = 0$ при $m \neq n$;

$N^{\text{бвг}} : \{n_{m,n}^{\text{эл.}}\}, m, n = \overline{1, N+1}$, где $n_{m,n}^{\text{эл.}} = b_{m-1}^b \cdot b_{m-1}^в \cdot b_{m-1}^г$ при

$m = n + 1$, $n_{m,n}^{эл.} = \prod_{k=n}^{m-1} \overline{b_k^{\delta}} \cdot \overline{b_k^{\beta}} \cdot \overline{b_k^{\gamma}} \cdot \prod_{r=n}^{m-2} \overline{b_r^{\delta'}} \cdot \overline{b_r^{\beta'}}$ при $m > n + 1$ и $n_{m,n}^{эл.} = 0$ при $m \leq n$; $K^{бвг} : \{k_{m,n}^{эл.}\}$, $m, n = \overline{1, N+1}$, где $k_{m,n}^{эл.} = \prod_{k=n}^{m-1} \overline{b_k^{\delta}} \cdot \overline{b_k^{\beta}} \cdot \overline{b_k^{\gamma}} \cdot \prod_{r=n}^{m-1} \overline{b_r^{\delta'}} \cdot \overline{b_r^{\beta'}}$ при $m > n$ и $k_{m,n}^{эл.} = 0$ при $m \leq n$; $T^{поиска} : \{t_{1,n}\}$, $n = \overline{1, N+1}$, где $t_{1,n} = s_{n-1}^{поиска}$ при $n \neq N + 1$ и $t_{1,n} = 0$ при $n = N + 1$; $l_{общ.}$ — общая длина линии с ответвлениями, км.

$$s^{посл. пер.} = \left\{ \left[1/2 \cdot L^{посл.} \cdot C^{посл.} + L^{посл.} \cdot (W^B \cdot C^{посл.} + Z^B \cdot Y^B) + 2 \cdot L^{абвг} \cdot H \times (N^{бвг Т.} \cdot C^{посл.} + K^{бвг Т.} \cdot Y^{бвг}) \right] / l_{общ.} + T^{посл. пер.} \right\} \cdot Q, \quad (5)$$

где матрица W^B имеет вид $W^B : \{w_{m,n}\}$, $m, n = \overline{1, N+1}$, где $w_{m,n} = 0$ при $m \geq n$ и $w_{m,n} = \prod_{k=m-1}^{n-2} \overline{b_k^{\beta}} \cdot \prod_{r=m}^{n-1} \overline{b_r^{\beta'}}$ при $m < n$; $Z^B : \{z_{m,n}\}$, $m, n = \overline{1, N+1}$, где $z_{m,n} = 0$ при $m > n$, $z_{m,n} = \overline{b_{m-1}^{\beta}}$ при $m = n$ и $z_{m,n} = \prod_{k=m-1}^{n-1} \overline{b_k^{\beta}} \cdot \prod_{r=m}^{n-1} \overline{b_r^{\beta'}}$ при $m < n$; $Y^B : \{y_{m,n}\}$, $m, n = \overline{1, N+1}$, где $y_{m,n} = (L_{m-1}^{посл.} + Q_{m-1}^T \cdot Y_{m-1}^B) \times X_{m-1}^B \cdot Q_{m-1}$ при $m = n \wedge m \neq N + 1$ и $y_{m,n} = 0$ при $m \neq n \vee m = n = N + 1$; $X^B : \{x_{m,n}\}$, $m, n = \overline{1, N+1}$, где $x_{m,n} = \prod_{k=0}^{m-1} \overline{b_k^{\beta}}$ при $m = n$ и $x_{m,n} = 0$ при $m \neq n$; $T^{посл. пер.} : \{t_{1,n}\}$, $n = \overline{1, N+1}$, где $t_{1,n} = s_{n-1}^{посл. пер.}$ при $n \neq N + 1$ и $t_{1,n} = 0$ при $n = N + 1$.

$$s^{обхода} = \left\{ \left[1/2 \cdot L^{посл.} \cdot C^{посл.} + L^{посл.} \cdot (W^{бвг} \cdot C^{посл.} + Z^{бвг} \cdot Y^{бвг}) + L^{абвг} \cdot H \times (N^{бвг Т.} \cdot C^{посл.} + K^{бвг Т.} \cdot Y^{бвг}) \right] / l_{общ.} + T^{обхода} \right\} \cdot Q, \quad (6)$$

где матрица $W^{бвг}$ имеет вид $W^{бвг} : \{w_{m,n}\}$, $m, n = \overline{1, N+1}$, где $w_{m,n} = 0$ при $m \geq n$ и $w_{m,n} = \prod_{k=m-1}^{n-2} \overline{b_k^{\delta}} \cdot \overline{b_k^{\beta}} \cdot \overline{b_k^{\gamma}} \cdot \prod_{r=m}^{n-1} \overline{b_r^{\delta'}} \cdot \overline{b_r^{\beta'}}$ при $m < n$; $Z^{бвг} : \{z_{m,n}\}$, $m, n = \overline{1, N+1}$, где $z_{m,n} = 0$ при $m > n$, $z_{m,n} = \overline{b_{m-1}^{\delta}} \cdot \overline{b_{m-1}^{\beta}} \cdot \overline{b_{m-1}^{\gamma}}$ при $m = n$ и $z_{m,n} = \prod_{k=m-1}^{n-1} \overline{b_k^{\delta}} \cdot \overline{b_k^{\beta}} \cdot \overline{b_k^{\gamma}} \cdot \prod_{r=m}^{n-1} \overline{b_r^{\delta'}} \cdot \overline{b_r^{\beta'}}$ при $m < n$; $T^{обхода} : \{t_{1,n}\}$, $n = \overline{1, N+1}$, где $t_{1,n} = s_{n-1}^{обхода}$ при $n \neq N + 1$ и $t_{1,n} = 0$ при $n = N + 1$.

5. Математическая модель оценки интегрального недоотпуска электроэнергии потребителям

В основу математической модели оценки годового недоотпуска электрической энергии в сети было положено предположение, что его зависимость от схемы установки секционирующих аппаратов, определяется некоторым числом r размерностью кВт*км. С учетом предложенной модели оценки среднего времени перерывов в электроснабжении, выражение для расчета недоотпуска электроэнергии в любой одноцепной нерезервируемой сети получило вид:

$$\Delta W = r^r \cdot \omega \cdot (\tau_l + \tau_d) + r^{BГ} \cdot \omega \cdot (\tau' - \tau_l + \tau_p) + r^{BГ} \cdot \lambda \cdot v \cdot \eta, \quad (7)$$

где ω_0 , v_0 — частота аварийных и плановых отключений соответственно, 1/год*км; η — продолжительность планового отключения, час; λ — коэффициент, учитывающий меньшую тяжесть плановых отключений.

При этом значения r^r и $r^{BГ}$ рассчитываются по рекуррентным матричным формулам (8) и (9), соответственно.

$$r^r = (L^{посл.} + L^r) \cdot (M - X^r) \cdot B^r \cdot (M - X^r) \cdot S^{мошн.} + R^r \cdot Q, \quad (8)$$

где матрица M имеет вид $M : \{m_{m,n}^{эл.}\}$, $m, n = \overline{1, N+1}$, где $m_{m,n}^{эл.} = 1$ при $m = n$ и $m_{m,n}^{эл.} = 0$ при $m \neq n$; $L^r : \{l_{1,n}^{эл.}\}$, $n = \overline{1, N+1}$, где $l_{1,n}^{эл.} = (L_{n-1}^{посл.} + L_{n-1}^r) \cdot X_{n-1}^r \cdot Q_{n-1}$ при $n \neq N + 1$ и $l_{1,n}^{эл.} = 0$ при $n = N + 1$; $X^r : \{x_{m,n}\}$, $m, n = \overline{1, N+1}$, где $x_{m,n} = \prod_{k=0}^{m-1} \overline{b_k^{\beta}}$ при $m = n$ и $x_{m,n} = 0$ при $m \neq n$; $B^r : \{b_{m,n}^{эл.}\}$, $m, n = \overline{1, N+1}$, где $b_{m,n}^{эл.} = \prod_{k=n}^{m-1} \overline{b_k^{\beta}}$ при $m > n$ и $b_{m,n}^{эл.} = 1$ при $m \leq n$; $S^{мошн.} : \{s_{m,1}\}$, $m = \overline{1, N+1}$, где $s_{m,1} = Q_{m-1}^T \cdot S_{m-1}^{мошн.}$ при $m \neq N + 1$ и $s_{m,1} = P$ при $m = N + 1$; $R^r : \{r_{1,n}^{эл.}\}$, $n = \overline{1, N+1}$, где $r_{1,n}^{эл.} = r_{n-1}^r$ при $n \neq N + 1$ и $r_{1,n}^{эл.} = 0$ при $n = N + 1$.

$$r^{BГ} = (L^{посл.} + L^{BГ}) \cdot (M - X^{BГ}) \times B^{BГ} \cdot (M - X^{BГ}) \cdot S^{мошн.} + R^{BГ} \cdot Q, \quad (9)$$

где матрица $L^{BГ}$ имеет вид $L^{BГ} : \{l_{1,n}^{эл.}\}$, $n = \overline{1, N+1}$, где $l_{1,n}^{эл.} = (L_{n-1}^{посл.} + L_{n-1}^{BГ}) \cdot X_{n-1}^{BГ} \cdot Q_{n-1}$ при $n \neq N + 1$ и $l_{1,n}^{эл.} = 0$ при $n = N + 1$; $X^{BГ} : \{x_{m,n}\}$, $m, n = \overline{1, N+1}$, где $x_{m,n} = \prod_{k=0}^{m-1} \overline{b_k^{\beta}} \cdot \overline{b_k^{\gamma}}$ при $m = n$ и $x_{m,n} = 0$ при $m \neq n$; $B^{BГ} : \{b_{m,n}^{эл.}\}$, $m, n = \overline{1, N+1}$, где $b_{m,n}^{эл.} = \prod_{k=n}^{m-1} \overline{b_k^{\beta}} \cdot \overline{b_k^{\gamma}}$ при $m > n$ и $b_{m,n}^{эл.} = 1$ при $m \leq n$; $R^{BГ} : \{r_{1,n}^{эл.}\}$, $n = \overline{1, N+1}$, где $r_{1,n}^{эл.} = r_{n-1}^{BГ}$ при $n \neq N + 1$ и $r_{1,n}^{эл.} = 0$ при $n = N + 1$.

В случае же если на магистрали линии установлен автоматический ввод резерва (АВР), формула для расчета ожидаемого недоотпуска электроэнергии принимает вид:

$$\Delta W = \left\{ \begin{aligned} &L^{\text{посл.}} \cdot (N^{\Gamma} + Z^{\Gamma}) + \\ &+ L^{\Gamma} \cdot (K^{\Gamma} + K^{\Gamma T} + M) \end{aligned} \right\} \cdot S^{\text{мощн.}} + R^{\Gamma} \cdot Q \cdot \omega \cdot (\tau_{\text{л}} + \tau_{\text{д}}) +$$

$$+ \left\{ \begin{aligned} &L^{\text{посл.}} \cdot (N^{\text{ВГ}} + Z^{\text{ВГ}}) + \\ &+ L^{\text{ВГ}} \cdot (K^{\text{ВГ}} + K^{\text{ВГ T}} + M) \end{aligned} \right\} \cdot S^{\text{мощн.}} + R^{\text{ВГ}} \cdot Q \cdot \omega \cdot (\tau' - \tau_{\text{л}} + \tau_{\text{р}}) +$$

$$+ \left\{ \begin{aligned} &L^{\text{посл.}} \cdot (N^{\text{ВГ}} + Z^{\text{ВГ}}) + \\ &+ L^{\text{ВГ}} \cdot (K^{\text{ВГ}} + K^{\text{ВГ T}} + M) \end{aligned} \right\} \cdot S^{\text{мощн.}} + R^{\text{ВГ}} \cdot Q \cdot \lambda \cdot \nu \cdot \eta, \quad (10)$$

где матрица $Z^{\text{ВГ}}$ имеет вид $Z^{\text{ВГ}} : \{z_{m,n}\}, m, n = \overline{1, N+1}$,

где $z_{m,n} = 0$ при $m > n$, $z_{m,n} = \overline{b_{m-1}^{\text{В}} \cdot b_{m-1}^{\Gamma}}$ при $m = n$

и $z_{m,n} = \prod_{k=m-1}^{n-1} \overline{b_k^{\text{В}} \cdot b_k^{\Gamma}} \cdot \prod_{r=m}^{n-1} \overline{b_r^{\text{В}'} \cdot b_r^{\Gamma}'}$ при $m < n$; $N^{\text{В}} : \{n_{m,n}^{\text{В}}\}, m, n =$

$\overline{1, N+1}$, где $n_{m,n}^{\text{В}} = \overline{b_{m-1}^{\text{В}}}$ при $m = n+1$, $n_{m,n}^{\text{В}} = \prod_{k=n}^{m-1} \overline{b_k^{\text{В}}} \cdot \prod_{r=n}^{m-2} \overline{b_r^{\text{В}'}}$

при $m > n+1$ и $n_{m,n}^{\text{В}} = 0$ при $m \leq n$; $N^{\text{ВГ}} : \{n_{m,n}^{\text{ВГ}}\}, m, n =$

$\overline{1, N+1}$, где $n_{m,n}^{\text{ВГ}} = \overline{b_{m-1}^{\text{В}} \cdot b_{m-1}^{\Gamma}}$ при $m = n+1$, $n_{m,n}^{\text{ВГ}} =$

$\prod_{k=n}^{m-1} \overline{b_k^{\text{В}} \cdot b_k^{\Gamma}} \cdot \prod_{r=n}^{m-2} \overline{b_r^{\text{В}'}} \cdot b_r^{\Gamma}'$ при $m > n+1$ и $n_{m,n}^{\text{ВГ}} = 0$ при $m \leq n$;

$K^{\text{В}} : \{k_{m,n}^{\text{В}}\}, m, n = \overline{1, N+1}$, где $k_{m,n}^{\text{В}} = \prod_{k=n}^{m-1} \overline{b_k^{\text{В}}} \cdot \prod_{r=n}^{m-1} \overline{b_r^{\text{В}'}}$ при $m > n$

и $k_{m,n}^{\text{В}} = 0$ при $m \leq n$; $K^{\text{ВГ}} : \{k_{m,n}^{\text{ВГ}}\}, m, n = \overline{1, N+1}$, где $k_{m,n}^{\text{ВГ}} =$

$\prod_{k=n}^{m-1} \overline{b_k^{\text{В}} \cdot b_k^{\Gamma}} \cdot \prod_{r=n}^{m-1} \overline{b_r^{\text{В}'}} \cdot b_r^{\Gamma}'$ при $m > n$ и $k_{m,n}^{\text{ВГ}} = 0$ при $m \leq n$.

6. Вычислительная программа автоматизированного поиска оптимального решения

Известно, что установка системы повышения надежности целесообразна, если эффект от ее установки больше, чем годовые приведенные затраты на монтаж и обслуживание аппаратов, входящих в состав этой системы [7]:

$$Eff(x_i) > Z_{\text{пр.}}(x_i). \quad (11)$$

В случае если схема размещения устройств x_i , принадлежащая множеству конечных альтернатив, удовлетворяет условию (11), то $x_i \in X$. Из множества альтернатив X и осуществляется поиск единственных решений по приоритетным для ЛПР критериям:

$$r_{Eff(i)} \in \arg \min_{\substack{y_i \in \arg \max \\ x_i \in X}} Z_{\text{пр.}}(y_i), \quad (12)$$

$$r_{Z_{\text{пр.}}(i)} \in \arg \max_{\substack{y_i \in \arg \min \\ x_i \in X}} Eff(y_i), \quad (13)$$

$$r_{Opt(i)} \in \arg \min_{x_i \in X} \left((Eff(x_i) - Eff_{\text{perf}})^2 + (Z_{\text{пр.}}(x_i))^2 \right), \quad (14)$$

где $r_{Eff(i)}$ — оптимальное решение по приоритету эффекта от установки; $r_{Z_{\text{пр.}}(i)}$ — оптимальное решение по приоритету приведенных затрат; $r_{Opt(i)}$ — оптимальное решение при Паритете обоих критериев.

С целью автоматизации процесса поиска оптимального решения в среде разработки Delphi 7 была разработана специализированная вычислительная программа ПоискСПН.exe, которая позволила реализовать предложенные модели и алгоритм, снижающий количество выполняемых итераций за счет использования особенностей объекта исследования [10]. Интерфейс данного программного продукта представлен на рис. 2.

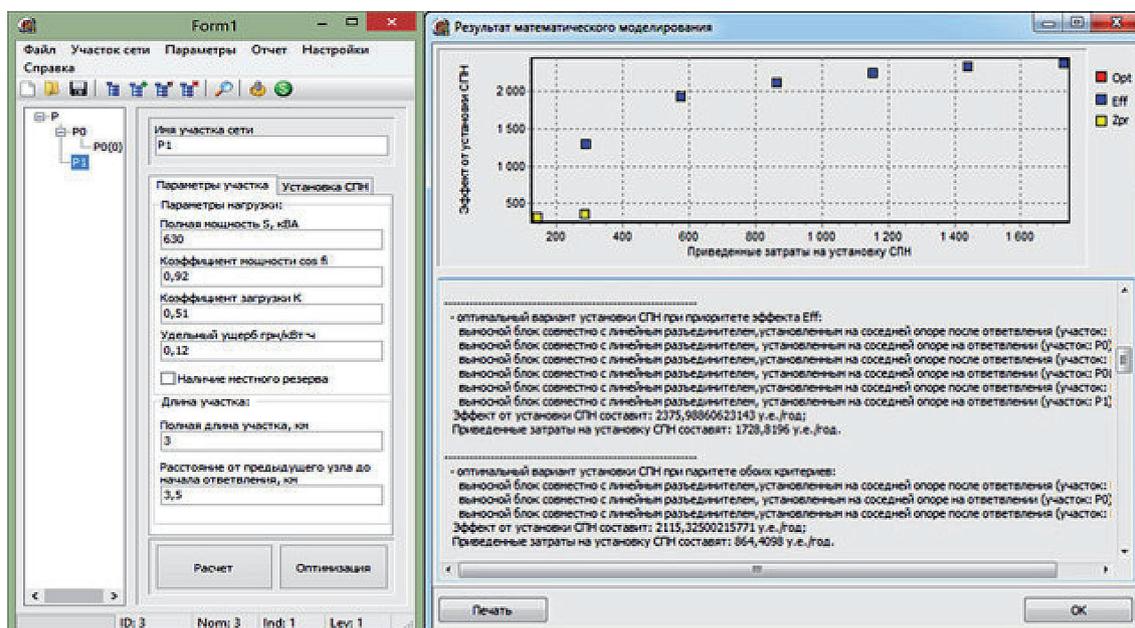


Рис. 2. Интерфейс программного продукта ПоискаСПН.exe

Средствами разработанного программного обеспечения предусмотрены формы для задания топологии сети, параметров нагрузки и длины каждого ответвления, а также общих параметров, необходимых для расчета недоотпуска электроэнергии и эффекта от установки СПН.

7. Исследование влияния параметров линии электропередачи на результат оптимизации системы повышения надежности

С помощью разработанной вычислительной программы было проведено исследование влияния величины параметров ЛЭП на ожидаемый результат оптимизации системы повышения надежности.

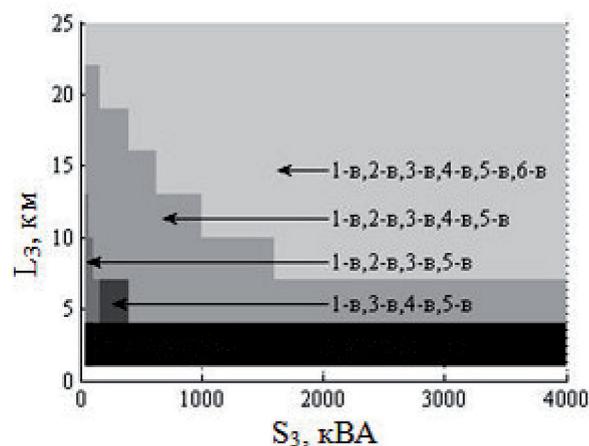
На рис. 3 и 4 показано, как изменяются эффект приведенные затраты на установку, время поиска места повреждения и схема размещения СПН в зависимости от сочетаний значений мощности электроустановок S_i и длины L_i ЛЭП от источника питания до одного из потребителей участков типовых резервируемых и нерезервируемых РЭС, соответственно.

Проведенный расчетный эксперимент показал, что в разветвленных одноцепных сетях 10 кВ как при малых, так и больших мощностях электроустановок потребителей наиболее эффективной является установка ЛР совместно с УПУ, позволяющим передавать информацию о месте повреждения на ДП.

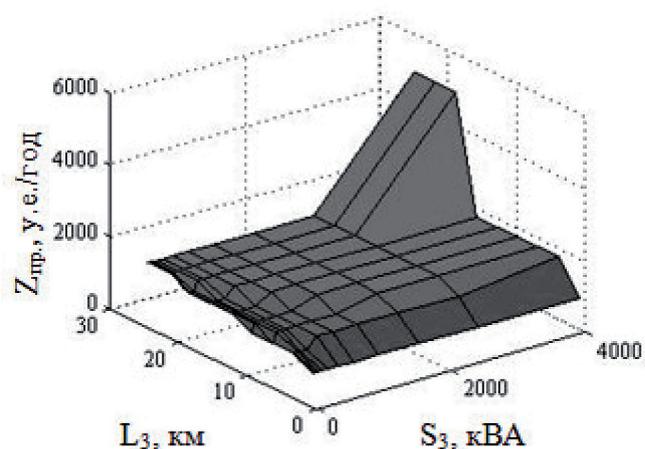
В то же время установка СПН в сетях с резервированием является более дорогостоящей, ввиду необходимости установки хотя бы одного автоматического секционирующего аппарата на магистрали линии, и, как следствие, неэффективной при малых (меньше 250 кВА) мощностях электроустановок потребителей.

Таким образом выявлено, что установка оптимальной системы повышения надежности позволит снизить:

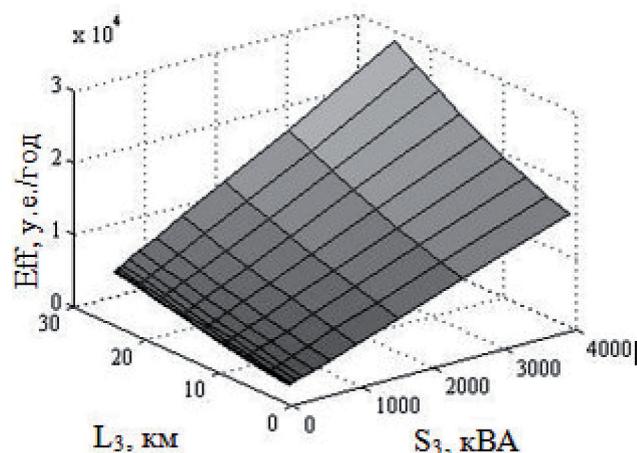
- ожидаемый ущерб от годового недоотпуска электрической энергии до 83,17 % – в сети без АВР, до 89,93 % – в сети с АВР;
- ожидаемое среднее время, затрачиваемое бригадой на поиск места повреждения, до 82,37 % – в сети без АВР, до 75,99 % – в сети с АВР.



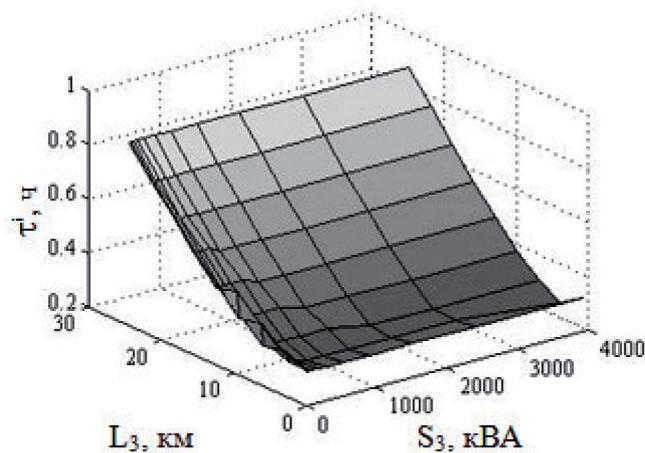
а



б



в



г

Рис. 3. Влияние параметров ЛЭП нерезервируемой сети на: а — оптимальную схему размещения СПН при паритете критериев эффекта и затрат; б — величину приведенных затрат на установку; в — величину эффекта от установки СПН; г — величину среднего времени поиска места повреждения

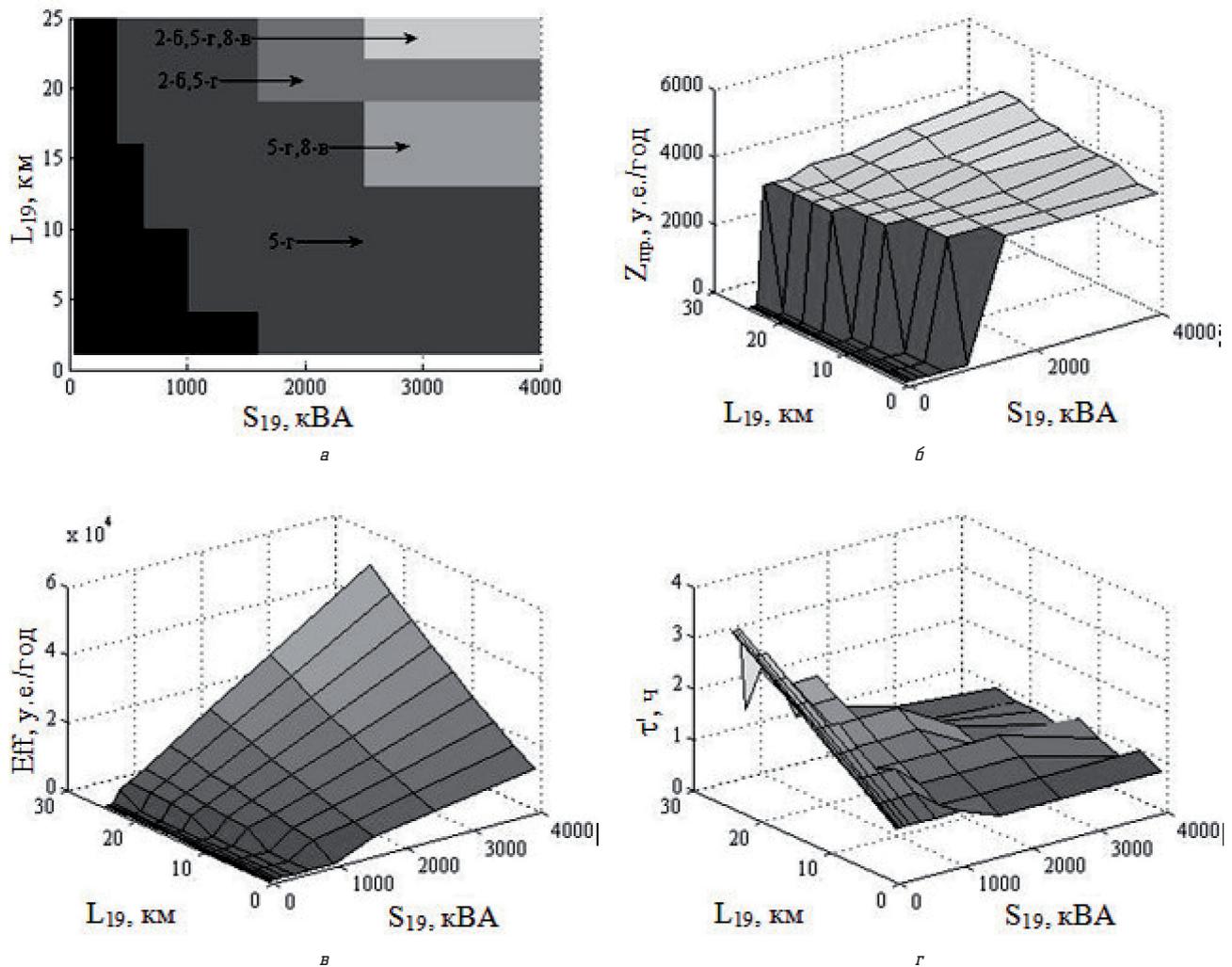


Рис. 4. Влияние параметров ЛЭП резервируемой сети на: а — оптимальную схему размещения СПН при паритете критериев эффекта и затрат; б — величину приведенных затрат на установку; в — величину эффекта от установки СПН; г — величину среднего времени поиска места повреждения

8. Выводы

В результате проведенных исследований:

- разработана математическая модель оценки среднего времени перерывов в электроснабжении, позволяющая учитывать наличие различных типов СПН в системе повышения надежности разветвленной сети;
- разработана математическая модель оценки интегрального недоотпуска электроэнергии, позволяющая учитывать наличие в распределительной сети 10 кВ как указателей поврежденных участков, так и секционирующих аппаратов;
- разработана вычислительная программа, позволяющая производить автоматизированный поиск оптимального решения по приоритетным для ЛПР критериям;
- показано, что в разветвленных распределительных сетях 10 кВ без резервирования наиболее эффективным средством повышения надежности является линейный разъединитель, установленный совместно с указателем поврежденного участка, который может передавать информацию о месте повреждения на диспетчерский пункт;

— показано, что в резервируемых распределительных сетях 10 кВ, мощности электроустановок потребителей которых не превышают 250 кВА, установка дополнительных СПН, в том числе и самих АВР, не эффективна.

Литература

1. Шкура, В. П. Об аварийности в 2010 году и показатели надежности в электрических сетях 6–150 кВ энергоснабжающих компаний, которые входят в состав НАК «ЭКУ» [Текст] / В. П. Шкура // Электрические сети и системы. — 2011. — № 2. — С. 32–42.
2. Аржанникова, А. Е. Определение расстояния до места короткого замыкания в сетях 6–10 кВ [Текст] / А. Е. Аржанникова // Энергетик. — 1997. — № 12. — 22 с.
3. Борухман, В. А. Установка указателей поврежденного участка линии 6–10 кВ типа УПУ-1 [Текст] / В. А. Борухман // Электрические станции. — 1979. — № 10. — 84 с.
4. Dong Xinzhou. Optimizing solution of fault location [Text] / Dong Xinzhou, Chen Zheng, He Xuanzhou, Wang Kehong, Luo Chengmu // IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. — 2002. — Vol. 3. — P. 1113–1117. doi:10.1109/pess.2002.1043442

5. Гриб, О. Г. Метод определения мест коротких замыканий [Текст] / О. Г. Гриб // Энергоснабжение. Энергетика. Энергоаудит. — 2009. — № 11. — С. 29–31.
6. Козырський, В. В. Електропостачання сільського господарства [Текст] / В. В. Козырський, І. П. Притака. — К.: Урожай, 1995. — 304 с.
7. Козырський, В. В. Секционирование разомкнутых электрических сетей с учетом неопределенности исходных данных [Текст] / В. В. Козырський, І. П. Притака // Известия ВУЗов СССР. Энергетика. — 1987. — № 12. — С. 14–19.
8. Будзко, І. А. Електропостачання сільського господарства [Текст] / І. А. Будзко, Н. М. Зуль. — М.: Агропромиздат, 1990. — 496 с.
9. Зорин, В. В. Модели оптимизации надежности распределительных электрических сетей [Текст] / В. В. Зорин, В. А. Попов, П. Э. Экель // Энергетика и электрификация. — 1988. — № 3. — С. 46–49.
10. Сиротенко, М. А. Вычислительная программа поиска оптимального количества и мест размещения средств повышения надежности в распределительных электрических сетях 10 кВ [Текст] / М. А. Сиротенко // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. П. Василенка. Серія: Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. — 2013. — Вип. 142. — С. 62–63.

РОЗРОБКА МОДЕЛЕЙ ТА МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ В РОЗГАЛУЖЕНИХ МЕРЕЖАХ 10 кВ

Запропоновано метод оптимізації структури та параметрів системи підвищення надійності в розподільчій мережі 10 кВ, що дозволяє враховувати можливість наявності в її складі різних типів показників пошкоджених ділянок і комутаційних апаратів. Наведено результати пошуку оптимальних рішень як для розгалужених резервованих, так і нерезервованих електромереж.

Ключові слова: розподільча електромережа, надійність, секціонування, ефективність, оптимізація.

Сиротенко Михайл Александрович, асистент, кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій, Харківський національний технічний університет сільського господарства ім. П. Василенка, Україна, e-mail: sirotenko89@i.ua.

Сиротенко Михайло Олександрович, асистент, кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій, Харківський національний технічний університет сільського господарства ім. П. Василенка, Україна.

Sirotenko Mykhailo, Kharkiv Petro Vasylenko National Technical University of Agriculture, Ukraine, e-mail: sirotenko89@i.ua