

УДК 621.316  
Шифр специальности ВАК 2.4.2., 2.4.3, 6.2.1.

# ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ ВРЕМЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ДИНАМИКИ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Параметры системы временного электроснабжения напрямую зависят от динамики перемещения потребителей, что влечет за собой изменение точки подключения к стационарной электрической сети, плотности электрической сети, характеристик территории электроснабжения и энергопринимающих устройств. В качестве мобильных электроустановок, обеспечивающих временное электроснабжение, могут использоваться быстровозводимые электрические сети.

Представлен подход к обоснованию основных параметров системы временного электроснабжения, к которым относятся параметры питающей линии, количество и мощность быстровозводимых электрических сетей, параметры кабельной сети 0,4 кВ, параметры безопасности, а также количество и мощность резервных дизельных генераторных установок.

АВТОРЫ:  
Д.Н. Удинцев, д. т. н., доцент,  
udintsevdn@mpei.ru  
В.В. Черемисин, аспирант,  
cheremisinvv@mpei.ru,  
НИУ «МЭИ»  
С.С. Кочнев, к. т. н., доцент,  
kochnevss@mail.ru,  
ВУНЦ СВ «ОВА ВС РФ»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:  
#стационарная электрическая  
сеть; #временное  
электроснабжение;  
#быстровозводимые  
электрические сети; #питающая  
линия; #плотность нагрузки;  
#кабельная сеть 0,4 кВ;  
#параметры безопасности;  
#резервная дизельная  
генераторная установка

↓    ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:

Удинцев Д.Н., Кочнев С.С.,  
Черемисин В.В. Особенности  
определения параметров системы  
временного электроснабжения  
в условиях динамики перемещения  
потребителей // Энергия единой  
сети. 2025. № 5-6. С. 64–73.



Фото: В.В. Черемисин

Внешний вид комплекта БЭС



## ВВЕДЕНИЕ

При организации временного электроснабжения потребителей, например для обеспечения проведения строительных работ, предъявляются особые требования к электроустановкам в части мобильности, времени развертывания, массогабаритных показателей и обеспечения электробезопасности. В качестве таких электроустановок могут применяться автономные источники электрической энергии, вместе с тем их применение не всегда является экономически и технически целесообразным, а при удаленности от центров снабжения задача по доставке топливных ресурсов значительно усложняется.

При наличии в районе выполнения работ стационарной электрической сети временное электроснабжение возможно осуществить с применением быстровозводимых электрических сетей (БЭС), которые предназначены для оперативной организации временного электроснабжения потребителей от электрической сети с возможностью совместного применения с электрогенераторными установками и представляют собой совокупность технических средств для передачи, преобразования и распределения электрической энергии [1].

Порядок расчета параметров элементов схем электроснабжения при подключении к электрическим сетям и требования к ним подробно изложены в [2–6]. Между тем в приведенных работах не предусмотрена возможность определения параметров системы с учетом ограничений по времени развертывания и нахождения на одном месте, изменения характеристик территории электроснабжения, энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и удаленности стационарной электрической сети, что, в свою очередь, оказывает существенное влияние на параметры питающей линии, мощность, количество электроустановок, состав кабельной сети и параметры электробезопасности.

Для обсуждения научным и отраслевым сообществом предлагается рассмотрение особенностей определения параметров системы временного электроснабжения, которые обусловлены динамикой перемещения потребителей.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ ВРЕМЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ДИНАМИКИ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

В обобщенном виде система временного электроснабжения на основе применения БЭС состоит из следующих основных элементов: стационарная электрическая сеть среднего напряжения, питающая линия, мобильная трансформаторная подстанция, устройство заземления, кабельная сеть, резервный источник электрической энергии. Физическая модель системы временного электроснабжения на основе применения БЭС представлена на рис. 1.

Последовательность обоснования основных параметров системы временного электроснабжения на основе применения БЭС представлена на рис. 2.

Расчет параметров питающей линии БЭС осуществляется на основе данных о стационарной электрической сети, наиболее приближенной к территории временного электроснабжения [7]. При этом длина питающей линии БЭС должна отвечать требованиям по предельно возможному расстоянию от места установки БЭС до точки подключения к стационарной электрической сети и предельно возможной длине питающей линии БЭС по условию допустимого падения напряжения:

$$\sigma_{\text{сети}}^{-1} \cdot k_{\text{удл}} \leq L_{\text{ПЛ}}^{\text{БЭС}} \leq \frac{U_{\text{ном}} \cdot \Delta U \cdot \cos \varphi \cdot F_{\text{ПЛ}}^{\text{БЭС}}}{P_{\text{ном}}^{\text{БЭС}} \cdot \rho}, \quad (1)$$

где  $\sigma_{\text{сети}}$  — плотность электрической сети учитываемого класса напряжения на рассматриваемой территории, км<sup>-1</sup>;

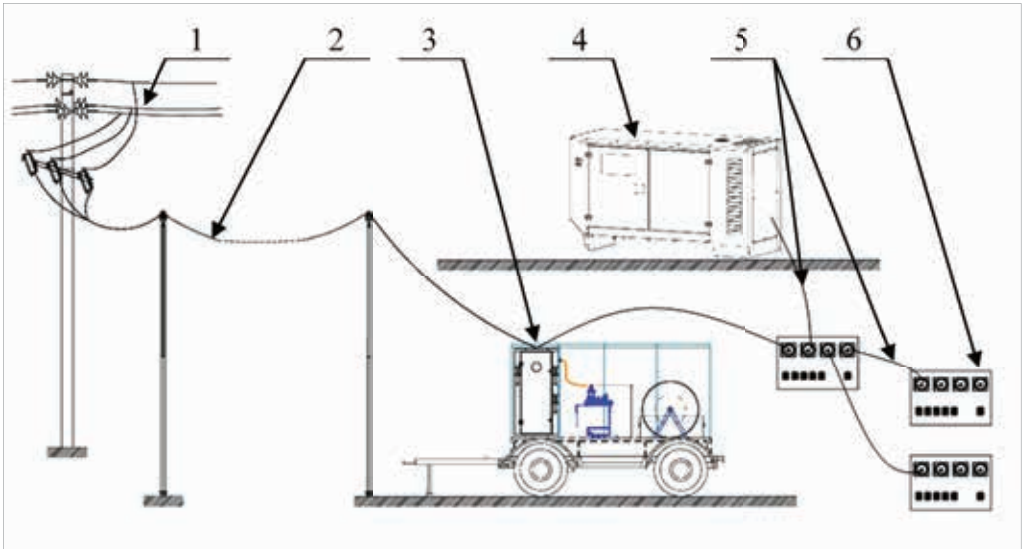


Рис. 1. Физическая модель системы временного электроснабжения на основе применения БЭС  
Обозначения: 1 — стационарная электрическая сеть; 2 — питающая линия БЭС; 3 — мобильная трансформаторная подстанция; 4 — резервный источник электрической энергии; 5 — кабельная сеть 0,4 кВ; 6 — распределительный щит.

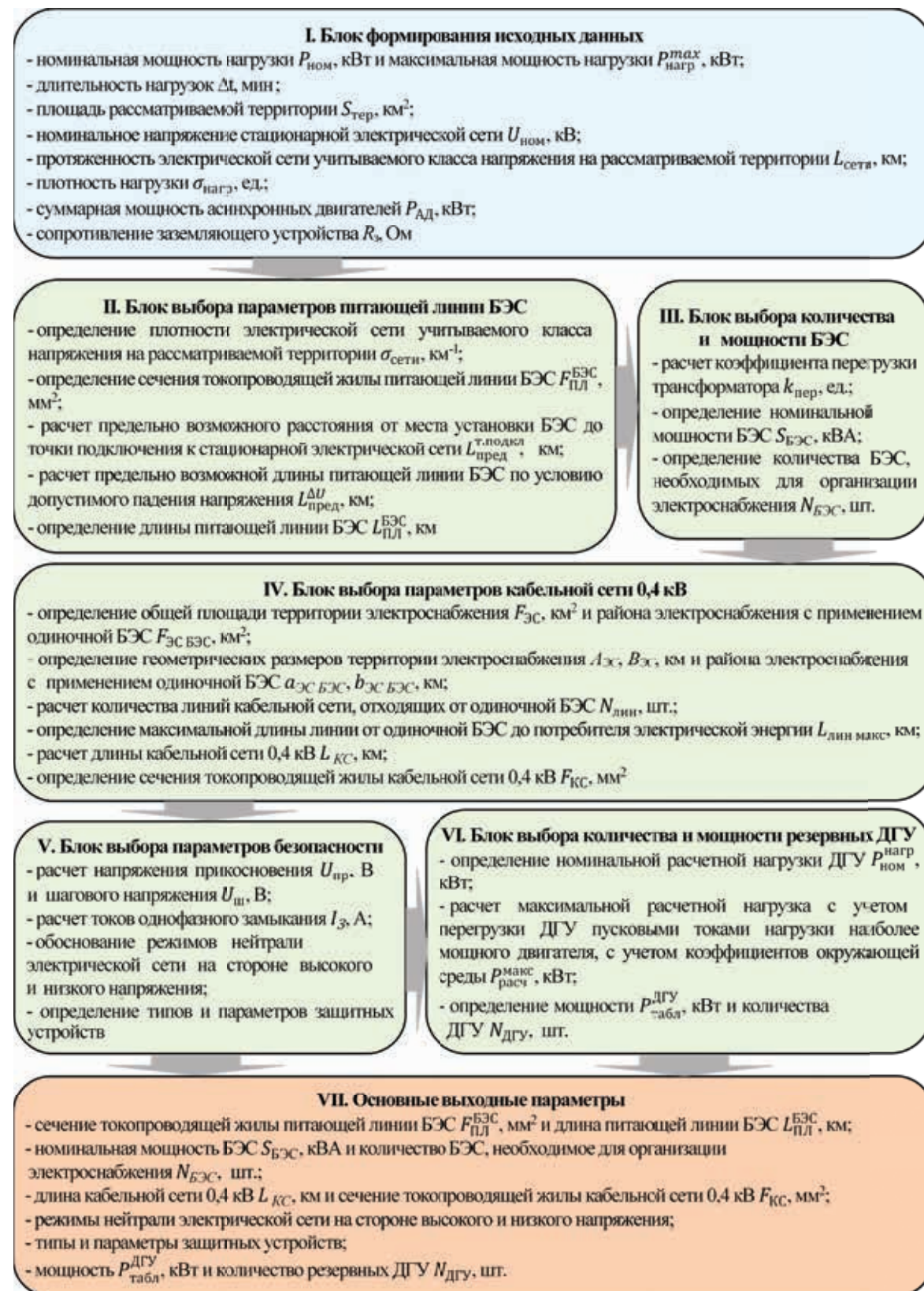


Рис. 2. Последовательность обоснования основных параметров системы временного электроснабжения на основе применения БЭС

$k_{удл}$  — коэффициент удлинения трасс линий электропередачи;  
 $L_{пл}^{БЭС}$  — длина питающей линии БЭС, км;  
 $U_{ном}$  — номинальное напряжение стационарной электрической сети, В;  
 $\Delta U$  — допустимое падение напряжения, В;  
 $F_{пл}^{БЭС}$  — сечение токопроводящей жилы питающей линии БЭС, мм<sup>2</sup>;  
 $P_{ном}^{БЭС}$  — номинальная мощность БЭС, Вт;  
 $\rho$  — удельное электрическое сопротивление токопроводящей жилы, Ом·мм<sup>2</sup>/м.

Для выбора номинальной мощности БЭС необходимо иметь информацию о суточном графике нагрузки, включающем максимальную, среднесуточную активную нагрузку, и продолжительность максимума нагрузки, учитывая перегрузочные способности трансформаторов [8].

Значения допустимой нагрузки выбираются в соответствии с графиком нагрузки и коэффициентом начальной нагрузки, а также в зависимости от температуры окружающей среды, при которой работает трансформатор [9].

Коэффициент начальной нагрузки  $k_{пер}$  эквивалентного графика нагрузки рассчитывается по формуле

$$k_{пер} = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{s_1^2 \Delta t_1 + s_2^2 \Delta t_2 + \dots + s_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (2)$$

где  $S_{ном}$  — номинальная нагрузка трансформатора;  
 $\Delta t$  — длительность нагрузок;  
 $s$  — среднее значение нагрузки в каждом интервале.

Таким образом, для выбора номинальной мощности БЭС необходимо соблюдение условия

$$S_{БЭС} \geq \frac{P_{нагр}^{max}}{k_{пер} \cdot \cos \varphi}, \quad (3)$$

где  $S_{БЭС}$  — номинальная мощность БЭС, кВА;  
 $P_{нагр}^{max}$  — максимальная мощность нагрузки, кВт;  
 $k_{пер}$  — коэффициент перегрузки, ед.

Количество БЭС, необходимых для организации электроснабжения, выбирается по условию

$$N_{БЭС} \geq \frac{P_{нагр}^{max}}{S_{БЭС} \cdot k_{пер} \cdot \cos \varphi}. \quad (4)$$

С целью определения сечения токопроводящей жилы и длины кабельной сети 0,4 кВ для организации электроснабжения территории с применением БЭС построена топологическая модель системы электроснабжения района с применением одиночной БЭС (рис. 3) [10].

На основе анализа топологической модели и известных формул по расчету сечения кабелей получены зависимости для определения параметров кабельной сети с учетом

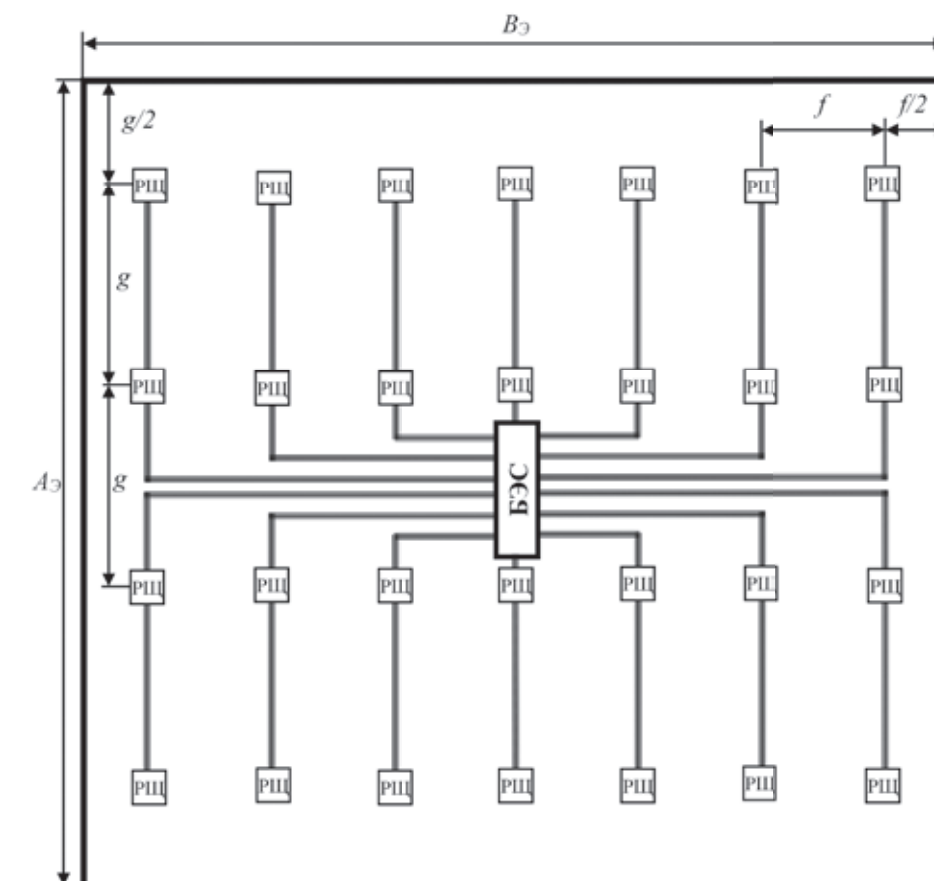


Рис. 3. Топологическая модель системы временного электроснабжения на основе применения БЭС

Обозначения:  
 $A_{эс}$ ,  $B_{эс}$  — геометрические размеры территории электроснабжения;  
 $g$  — расстояние между распределительными щитами по оси ординат;  $f$  — расстояние между распределительными щитами по оси абсцисс.

возможности ввода данных об изменении характеристик территории электроснабжения.

Длина кабельной сети  $L_{КС}$  при количестве отходящих линий  $N_{лин} = 4 + 4 \cdot (n - 1)$ , а также при  $N_{лин} = 2$  определяется формулой

$$L_{КС} = N_{БЭС} \cdot \left( \left( \frac{2 \cdot f + f \cdot \left( \left( \frac{N_{лин}}{2} - 1 \right) - 1 \right)}{2} \cdot \frac{N_{лин}}{2} \right) + \right. \\ \left. + (N_{лин} \cdot \left( \frac{a_{ЭС БЭС}}{2} - \frac{g}{2} \right)) \right), \quad (5)$$

где  $N_{лин}$  — количество линий, отходящих от БЭС, шт.;  $a_{ЭС БЭС}$  — геометрические размеры района электроснабжения с применением одиночной БЭС по оси ординат, км.

При количестве отходящих линий  $N_{лин} = 6 + 4 \cdot (n - 1)$  длина кабельной сети определяется по зависимости

$$L_{КС} = N_{БЭС} \cdot \left( \left( \frac{2 \cdot f + f \cdot \left( \frac{N_{лин}}{2} - 1 \right)}{2} \cdot \left( \frac{N_{лин}}{2} - 1 \right) \right) + \right. \\ \left. + \left( N_{лин} \cdot \left( \frac{a_{ЭС БЭС}}{2} - \frac{g}{2} \right) \right) \right). \quad (6)$$

Сечение токопроводящей жилы кабельной сети  $F_{КС}$  определяется по зависимости

$$F_{КС} = \frac{\rho \cdot \left( 0,5 \cdot \left( \sqrt{F_{ЭС БЭС} \cdot C} - \frac{a_{ЭС БЭС}}{2 \cdot N_{РЦ}} \right) + 0,5 \cdot \right. \\ \left. \cdot \left( \frac{a_{ЭС БЭС}}{C} - \frac{b_{ЭС БЭС} \cdot 2}{N_{лин}} \right) \right) \cdot P_{нагр}}{U_{ном} \cdot \Delta U}, \quad (7)$$

где  $b_{ЭС БЭС}$  — геометрические размеры района электроснабжения с применением одиночной БЭС по оси абсцисс, км;

$F_{ЭС БЭС}$  — площадь района электроснабжения с применением одиночной БЭС, км<sup>2</sup>;

$C$  — соотношение сторон территории электроснабжения, ед.;

$N_{РЦ}$  — количество распределительных щитов на одной отходящей линии, шт.;

$P_{нагр}$  — мощность нагрузки на отходящей линии, кВт.

Электрические сети 6–10 кВ, к которым подключается БЭС, эксплуатируются преимущественно в режиме изолированной или компенсированной нейтрали [2]. Для защиты от поражения электрическим током в электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей, защита от замыканий на землю должна устанавливаться с действием на отключение по всей электрически связанной сети в тех случаях, в которых это необходимо по условиям безопасности. Сопротивление заземляющих устройств в электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью при прохожде-

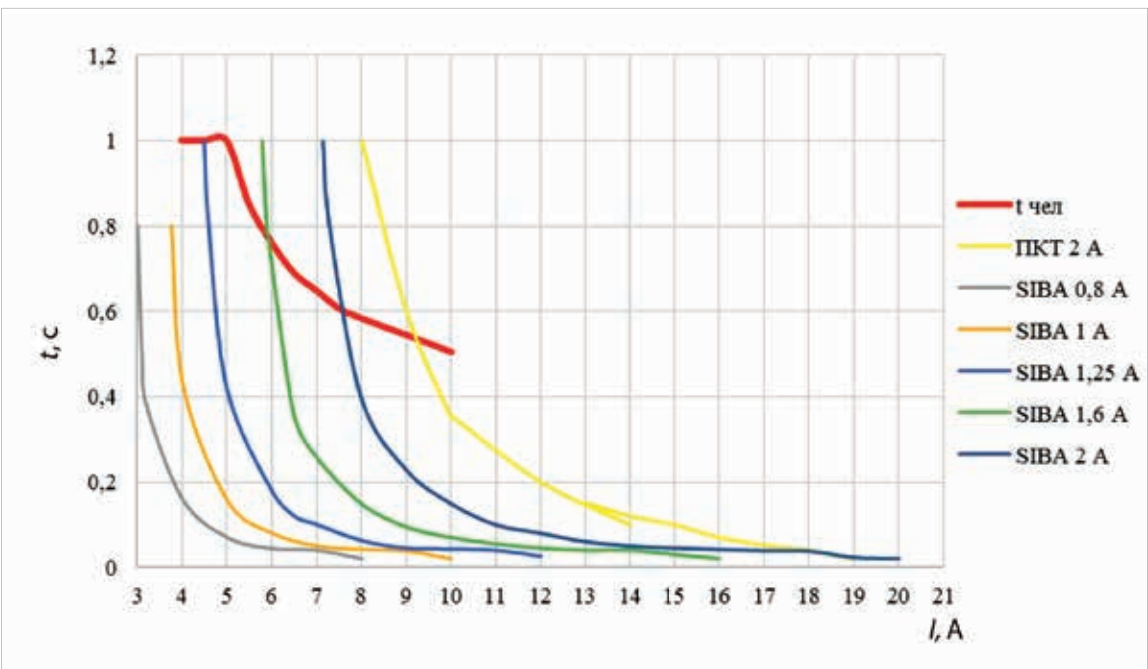


Рис. 4. Сравнительный график предельного времени отключения в зависимости от величины тока однофазного замыкания в электрических сетях напряжением 6–10 кВ с времятоковыми характеристиками предохранителей марки ПКТ и предохранителями марки SIBA

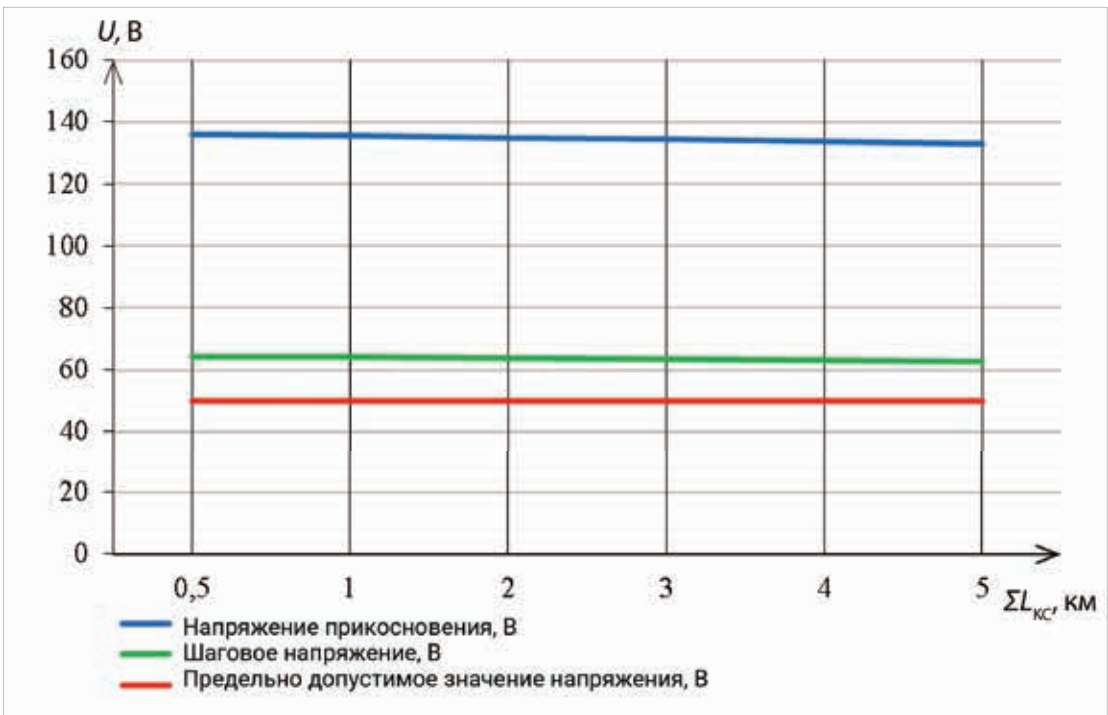


Рис. 5. График зависимости напряжения прикосновения и шагового напряжения от суммарной длины кабельной сети БЭС с глухозаземленной нейтралью при однополюсном прикосновении

нии расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть не более 10 Ом [2, п. 1.7.96].

Вместе с тем защитное заземление передвижных электроустановок с изолированной нейтралью может быть выполнено с соблюдением требований либо к его сопротивлению, которое должно быть не более 25 Ом, либо к напряжению прикосновения при однофазном замыкании на открытые проводящие части [2, п. 1.7.163].

В связи с тем что при использовании выключателей не выполняется условие термической стойкости линейной части БЭС к токам короткого замыкания, целесообразно использовать в качестве защитных аппаратов предохранители [11]. На рис. 4 представлен сравнительный график предельного времени отключения в зависимости от величины тока однофазного замыкания в электрических сетях напряжением 6–10 кВ с времятоковыми характеристиками предохранителей марки ПКТ и предохранителями марки SIBA, которые для обеспечения электробезопасности должны быть ниже кривой предельно допустимого времени протекания тока через тело человека  $t_{чел}$ .

Ограничивающим фактором применения предохранителей является их максимальный ток несрабатывания. Для предохранителей марки ПКТ и SIBA данный ток примерно равен  $2 \cdot I_{ном}$  [2]. Наибольший номинальный ток предохранителя по условию возможности обеспечения безопасности при замыкании на корпус составляет 2 А, что с учетом максимального тока несрабатывания 4 А на напряжении 10 кВ соответствует мощности трансформатора 63 кВА.

При мощности трансформаторов свыше 63 кВА возможно обеспечение электробезопасности при условии поддержания работоспособности с применением способа защиты от однофазных замыканий на землю в сетях среднего напряжения, при котором выявляется повреждение фазного проводника и его устранение путем шунтирования поврежденной фазы на шинах центра питания и со стороны потребителя, обеспечивает его двустороннее заземление [12].

На стороне низкого напряжения допускается функционирование сети как в режиме изолированной, так и глухозаземленной нейтрали. При эксплуатации сети в режиме глухозаземленной нейтрали в целях обеспечения электробезопасности необходимо использовать устройства защитного отключения (УЗО), время защитного отключения в сети с номинальным фазным напряжением 220 кВ должно составлять не более 0,4 с, в сети с изолированной нейтралью и линейным напряжением 380 В — не более 0,4 с [2].

Для выбора режима нейтрали на стороне 0,4 кВ БЭС произведены расчеты параметров электробезопасности и построены графики. На рис. 5 представлен график зависимости напряжения прикосновения и шагового напряжения от суммарной длины кабельной сети БЭС с глухозаземленной нейтралью при однополюсном прикосновении.

График на рис. 5 подтверждает необходимость обязательной установки УЗО для БЭС с глухозаземленной нейтралью для обеспечения электробезопасности человека.

На рис. 6 представлен график зависимости напряжения прикосновения и шагового напряжения от суммарной

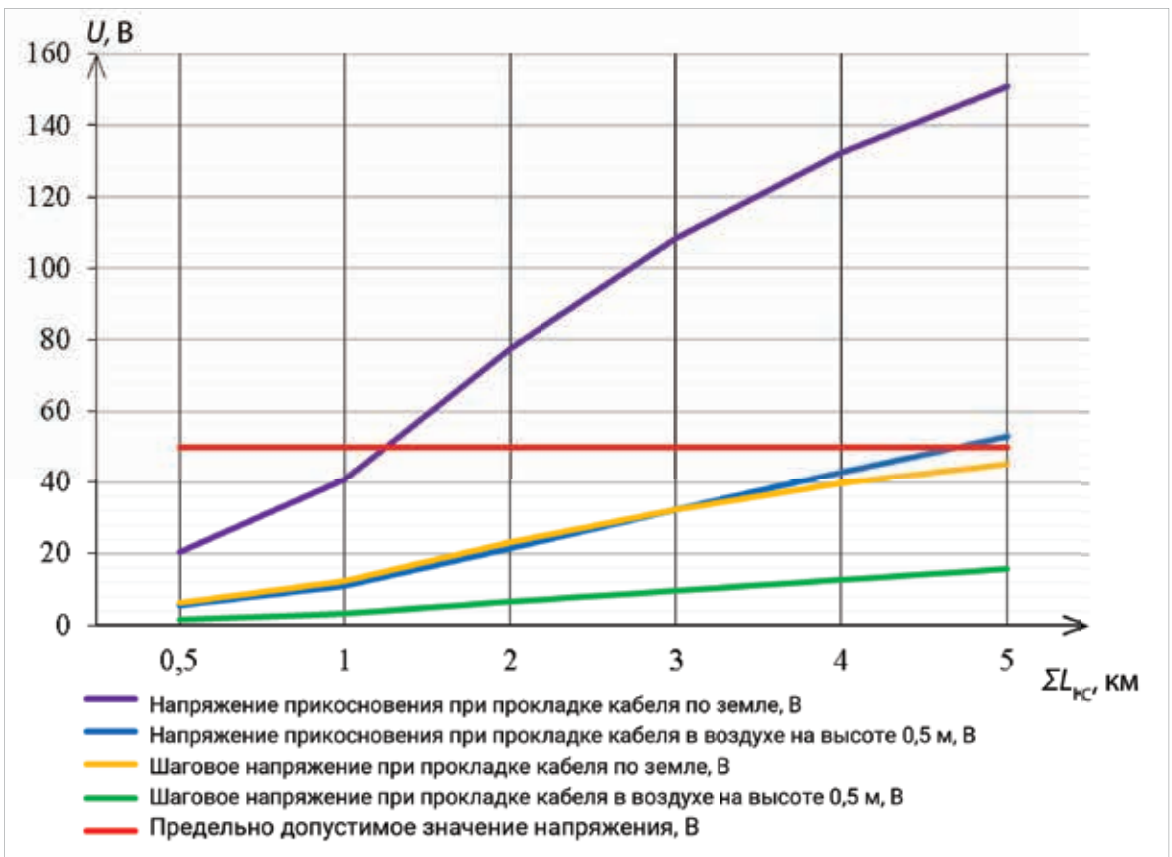


Рис. 6. График зависимости напряжения прикосновения и шагового напряжения от суммарной длины кабельной сети и способа прокладки для БЭС с изолированной нейтралью при однополюсном прикосновении

длины кабельной сети и способа прокладки для БЭС с изолированной нейтралью при однополюсном прикосновении.

Из рис. 6 видно, что параметры электробезопасности для БЭС с изолированной нейтралью на стороне 0,4 кВ обеспечиваются при длине кабельной сети, проложенной по земле, до 1,3 км. Данные параметры можно улучшить при прокладке кабельной линии в воздухе с увеличением расстояния от земли.

Наиболее безопасным является вариант применения глухозаземленной нейтрали в связи с тем, что при двухполюсном прикосновении на головном участке БЭС с изолированной нейтралью УЗО не сработает и человек будет находится под линейным напряжением. Вместе с тем при небольшой протяженности кабельной линии режим изолированной нейтрали обеспечивает соблюдение требований по параметрам безопасности, поэтому предлагается установка устройств, обеспечивающих переключение режима нейтрали на стороне низкого напряжения.

Таким образом, сделан вывод о том, что для обеспечения требуемого уровня электробезопасности БЭС целесообразна установка УЗО на всех отходящих линиях кабельной сети, прибора контроля изоляции для режима изолированной нейтрали и переключателя режима нейтрали.

Выбор резервных дизельных генераторных установок (ДГУ) осуществляется исходя из мощности и характера нагрузки, режима и условий использования. При расчетах мощности ДГУ необходимо учитывать потери мощности в сетях и на собственные нужды ДГУ. Номинальная расчетная нагрузка ДГУ  $P_{\text{нагр}}^{\text{ном}}$  в этом случае составит

$$P_{\text{ном}}^{\text{нагр}} = \frac{P_{\text{нагр}} \cdot k_{\text{пот}}}{k_{\text{сн}}}, \quad (8)$$

где  $k_{\text{пот}}$  — коэффициент, учитывающий потери мощности в сетях (принимается равным 1,05);  $k_{\text{сн}}$  — коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на собственные нужды ДГУ (принимается равным 0,95... 0,97).

Выбор ДГУ осуществляется по условию, что максимальная расчетная нагрузка  $P_{\text{расч}}^{\text{макс}}$  с учетом перегрузки ДГУ пиковыми (пусковыми) токами нагрузки наиболее мощного двигателя и коэффициентов окружающей среды не должна превышать табличного значения номинальной мощности ДГУ [13, 14]:

$$P_{\text{расч}}^{\text{макс}} = \frac{P_{\text{ном}}^{\text{нагр}} \cdot k_{\text{нагр}} + P_{\text{Ад}} \cdot k_{\text{кр}}}{k_t \cdot k_h} \leq P_{\text{табл}}^{\text{ДГУ}}, \quad (9)$$

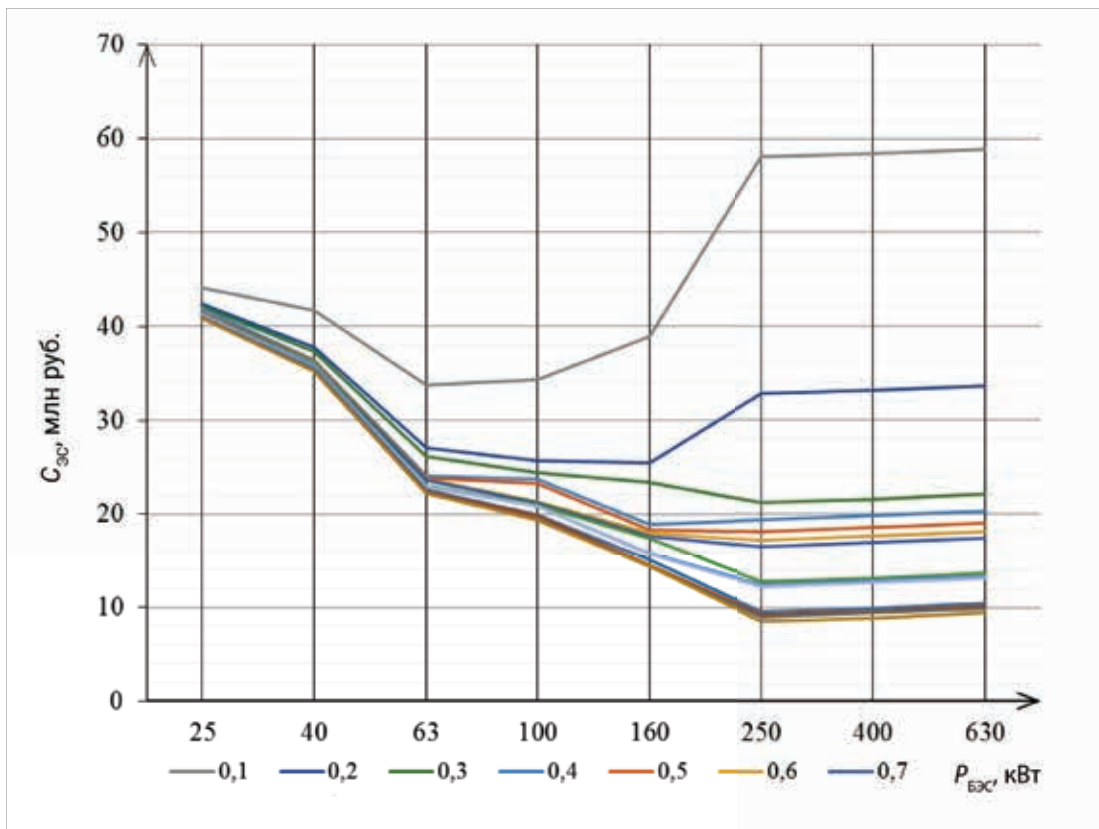


Рис. 7. График зависимости суммарной стоимости БЭС от номинальной мощности БЭС при нагрузке 250 кВт

где  $k_{\text{нагр}}$  — коэффициент увеличения мощности по ограничению нагрузки с учетом достижения максимального срока службы (принимается равным 1,11);  $P_{\text{Ад}}$  — мощность асинхронного двигателя, кВт;  $k_{\text{кр}}$  — коэффициент кратности пускового тока;  $k_t$  — коэффициент, зависящий от температуры окружающей среды (принимается равным 1 при температуре до 30 °С);  $k_h$  — коэффициент, зависящий от высоты над уровнем моря (принимается равным 1 при высоте до 1000 м);  $P_{\text{табл}}^{\text{ДГУ}}$  — табличное значение номинальной мощности ДГУ, кВт.

### ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ БЭС С УЧЕТОМ ПОЛУЧЕННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ

В условиях динамики перемещения потребителей и, как следствие, изменения характеристик территории электроснабжения в качестве критериев оптимальности системы электроснабжения целесообразно использовать суммарную стоимость на построение системы, общую массу элементов системы, а также время, необходимое для развертывания, с оптимизацией этих параметров до минимума.

Суммарная стоимость БЭС  $C_{\text{БЭС}}$  будет включать в себя стоимость питающей линии среднего напряжения, мобильной комплектной трансформаторной подстанции и кабельной сети низкого напряжения:

$$\sum C_{\text{БЭС}} = L_{\text{ПЛ}}^{\text{БЭС}} \cdot C_{\text{уд ПЛ}}^{\text{БЭС}} + N_{\text{МКТП}} \cdot C_{\text{МКТП}} + L_{\text{КС}} \cdot C_{\text{уд КС}}, \quad (10)$$

где  $C_{\text{уд ПЛ}}^{\text{БЭС}}$  — удельная стоимость питающей линии БЭС, руб/км;  $N_{\text{МКТП}}$  — количество мобильных комплектных трансформаторных подстанций определенной мощности, шт.;  $C_{\text{МКТП}}$  — стоимость мобильной комплектной трансформаторной подстанции, руб.;  $C_{\text{уд КС}}$  — удельная стоимость кабельной сети низкого напряжения, руб/км.

На рис. 7 представлен график зависимости суммарной стоимости БЭС от номинальной мощности БЭС при фиксированной плотности нагрузки и максимальной нагрузке 250 кВт.

Из анализа данных, полученных в результате расчета и представленных на рис. 7, видно, что значительное влияние на суммарную стоимость оказывают сечение и длина кабельной сети 0,4 кВ, а также количество мобильных комплектных трансформаторных подстанций, необходимых для электроснабжения. При низкой плотности нагрузки наблюдается снижение суммарной стоимости БЭС при условии применения нескольких МКТП и уменьшение длины и сечения кабельной сети 0,4 кВ.

Общая масса элементов системы электроснабжения  $m_{\text{БЭС}}$  будет включать в себя массу питающей линии среднего напряжения, мобильной комплектной трансформаторной подстанции и кабельной сети низкого напряжения:

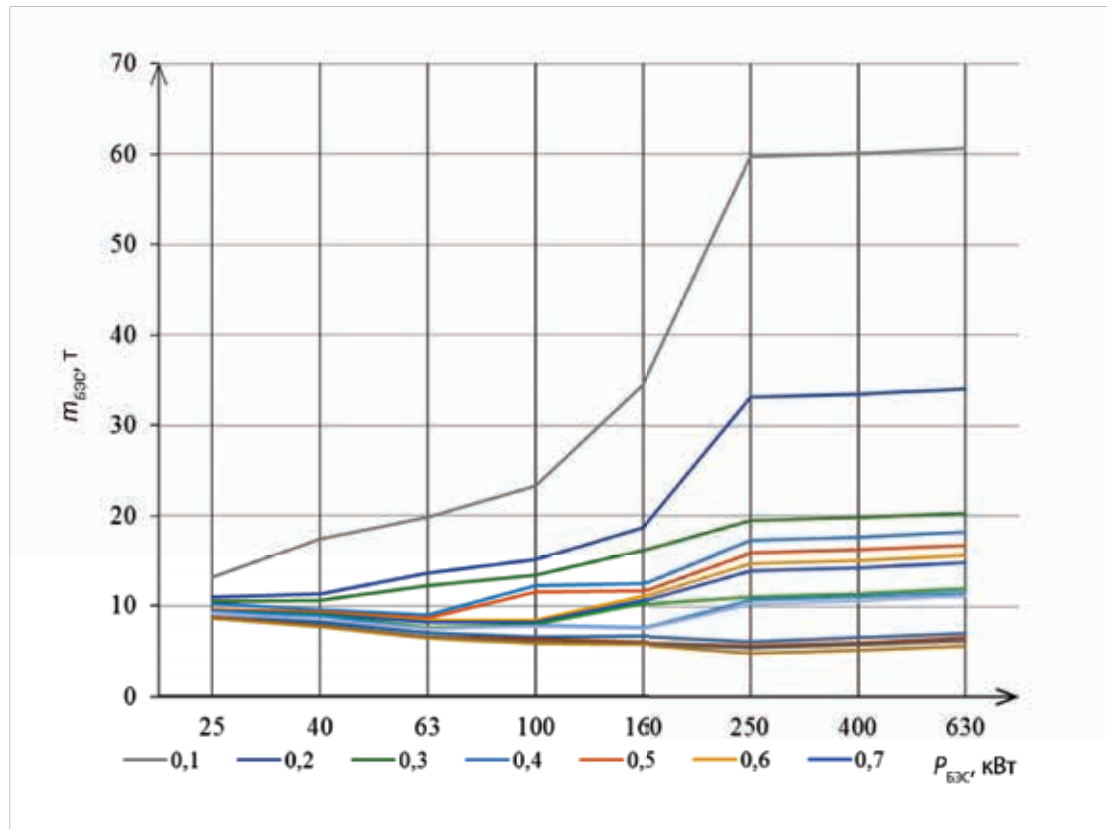


Рис. 8. График зависимости общей массы элементов системы электроснабжения от номинальной мощности БЭС при нагрузке 250 кВт

$$\sum C_{БЭС} = L_{ПЛ}^{БЭС} \cdot C_{уд ПЛ}^{БЭС} + N_{МКТП} \cdot C_{МКТП} + L_{КС} \cdot C_{уд КС}, \quad (11)$$

где  $m_{уд ПЛ}^{БЭС}$  — удельная масса питающей линии БЭС, кг/км;  
 $m_{МКТП}$  — масса мобильной комплектной трансформаторной подстанции, кг;  
 $m_{уд КС}$  — удельная масса распределительной кабельной сети, кг/км.

На рис. 8 представлен график зависимости общей массы элементов системы электроснабжения от номинальной мощности БЭС при фиксированной плотности нагрузки и максимальной нагрузке 250 кВт.

В свою очередь, время, необходимое для развертывания системы электроснабжения на основе применения БЭС  $t_{разв. БЭС}$  определяется по зависимости

$$\sum t_{разв. БЭС} = L_{ПЛ}^{БЭС} \cdot t_{уд разв ПЛ}^{БЭС} + N_{МКТП} \cdot t_{разв МКТП} + t_{подкл ПЛ} + N_{лин} \cdot t_{подкл лин} + L_{КС} \cdot t_{уд разв КС} + t_{подкл БЭС}, \quad (12)$$

где  $t_{уд разв ПЛ}^{БЭС}$  — удельное время развертывания питающей линии БЭС, ч/км;  
 $t_{разв МКТП}$  — время развертывания мобильной комплектной трансформаторной подстанции, ч;  
 $t_{подкл ПЛ}$  — время подключения питающей линии к БЭС, ч;  
 $t_{подкл лин}$  — время подключения одной линии кабельной сети низкого напряжения к БЭС, ч;

$t_{уд разв КС}$  — удельное время развертывания кабельной сети низкого напряжения, ч/км;  
 $t_{подкл БЭС}$  — время подключения питающей линии БЭС к стационарной электрической сети, ч.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изложенный в статье подход по определению параметров системы временного электроснабжения в условиях динамики перемещения потребителей позволяет осуществить выбор питающей линии БЭС в условиях неопределенности точки подключения, количества и мощности трансформаторов БЭС, кабельной сети с учетом изменения характеристик территории электроснабжения и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии при их перемещении, количества и мощности резервных дизельных генераторных установок, исходя из мощности и характера нагрузки, режима и условий использования. С целью обеспечения электробезопасности разработано предложение по конструктивному исполнению элементов в составе БЭС.

Оценка целесообразности применения различных вариантов построения системы временного электроснабжения с применением БЭС, полученных с использованием представленных зависимостей, осуществлена с учетом оптимизации до минимума суммарной стоимости, массы

и времени развертывания. Отмечена взаимосвязь минимумов данных показателей. Так, минимальная масса соответствует минимуму стоимости и времени развертывания данных сетей. Это позволяет определять условия минимизации массы комплекта БЭС и проводить проверку по двум другим показателям.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

### ↓ ЛИТЕРАТУРА

- Удинцев Д.Н., Тульский В.Н., Кочнев С.С., Черемисин В.В. Быстровозводимые электрические сети // Энергетик. 2024. № 3. С. 19-24.
- Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы 6-го и 7-го издания с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 января 2013 г. М.: КноРус, 2013.
- Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова и др. 9-е изд., М.: Издательство МЭИ, 2004.
- Козлов В.А. Электроснабжение городов. 5-е изд. СПб.: Энергоатомиздат, 2016.
- Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ. Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. М.: Папирус Про, 2013.
- Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Справочник по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий: 6-е изд. испр. и доп. М.: Высшая школа, 2016.
- Удинцев Д.Н., Кочнев С.С., Черемисин В.В., Шерстнев С.Г. Обоснование параметров питающей линии быстровозводимых электрических сетей // Энергетик. 2025. № 6. С. 19-25.
- Быстрицкий Г.Ф., Кудрин Б.И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: учеб. для вузов. М.: Издательский центр «Академия», 2003.
- ГОСТ 14209–85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М.: Стандартиформ, 2009.
- Глазунов А.А., Шведов Г.В., Акчурина С.А. Оптимизация структуры и параметров систем электроснабжения периферийных районов крупных городов с применением глубоких вводов высокого напряжения. М.: ООО «Аналитика», 2013.
- Сапрыкин Д.А., рук. Удинцев Д.Н. Обеспечение электробезопасности при эксплуатации быстровозводимых электрических сетей: выпускная квалификационная работа (магистерская диссертация). М.: НИУ «МЭИ», 2024.
- Патент № 2823261 С1 Российская Федерация, МПК H02N 3/16. Способ защиты от однофазных замыканий на землю в сетях среднего напряжения: № 2023133613: заявл. 18.12.2023; опубл. 22.07.2024 / Д.Н. Удинцев, В.В. Зажигин, В.Н. Тульский, Г.В. Шведов, С.С. Кочнев и др.; заявитель НИУ «МЭИ».
- ГОСТ 33115–2014. Установки электрогенераторные с дизельными и газовыми двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия. М.: Стандартиформ, 2015.
- Расчет мощности электростанций (генераторных установок). Сайт компании «Энергодом»: <https://www.energodom.ru/?module=articles&id=503>.