

РАЗРАБОТКА УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ МЕТОДИКИ ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ И МЕСТ РАЗМЕЩЕНИЯ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Ю.П. Гусев, П.В. Субботин

Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва, Россия

Состояние вопроса. В условиях цифровизации электрических сетей, наиболее массовым и проблемным элементом остаются распределительные электрические сети. Технологические решения, повышающие энергетическую эффективность указанных сетей, заключаются в управлении напряжением и пропускной способностью линий электропередачи с использованием распределенной генерации и регулирования накопителями электроэнергии. Однако на настоящий момент отсутствует универсальная методика выбора параметров и мест размещения систем накопления электроэнергии (СНЭ) в распределительных электрических сетях, учитывающая изменение суточных графиков нагрузок, разработке которой посвящена данная статья.

Материалы и методы. Исследование выполнено с анализом отечественных и зарубежных научно-технических изданий, посвященных вопросам выбора параметров и мест размещения СНЭ в распределительных сетях, а также с применением известных аналитических методов расчета характерных величин суточных графиков нагрузок. В процессе выполнения практической части методом исследования являлось математическое моделирование. В качестве инструмента моделирования применялся программный комплекс PSS SINCAL.

Результаты. Выполнен анализ существующих методик выбора параметров и мест размещения СНЭ в распределительных электрических сетях. Разработаны критерии оптимальности выбора параметров и места установки СНЭ в зависимости от целей применения накопителей. Обоснованность принятых критериев оптимальности подтверждена результатами практических расчетов на математической модели.

Выводы. Разработанная усовершенствованная методика может быть использована при проектировании реконструкции и новом строительстве распределительных электрических сетей с применением накопителей электроэнергии, увеличивающих технико-экономическую эффективность работы сети.

Ключевые слова: система накопления электроэнергии, распределительная сеть, трансформаторная подстанция, качество электроэнергии.

Введение

Целесообразность применения систем накопления электроэнергии (СНЭ) значительно увеличилась с ростом уровня использования систем распределенной генерации (СРГ) на базе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ), выдаваемая мощность которых трудно прогнозируема и может значительно изменяться в течение суток [1–3].

Однако в настоящее время недостаточно изучен вопрос о самостоятельном применении СНЭ в качестве дополнительного «активного» элемента распределительных электрических сетей [4].

Под активностью распределительной электрической сети понимается применение интеллектуальных методов управления распределенными источниками энергии или нагрузкой и использование автоматизированных многофункциональных устройств, выполняющих изменение конфигурации и/или параметров сети посредством генерации требуемых управляющих воздействий в каждой конкретной ситуации [5–8].

Дополнительно стоит отметить, что СНЭ рассматривается как многофункциональное устройст-

во, включающее в свой состав следующее компоненты [4, 9]: полупроводниковый преобразователь, который может работать в режиме выпрямления (при заряде аккумуляторной батареи (АБ)) или в режиме инвертирования, преобразуя постоянное напряжение от АБ в переменное напряжение 50 Гц; накопительную систему, которая может быть реализована на базе долговременных (электрохимических) накопительных систем – аккумуляторов и/или кратковременных (электромагнитных) накопительных систем – батарей ионисторов; автоматизированную систему управления, функционал которой зависит от решаемых задач.

Выбор СНЭ главным образом основан на определении двух параметров: мощности и емкости накопителя [10].

Перечень функциональных возможностей СНЭ позволяет полностью решить значительное количество известных проблем, существующих в настоящий момент в распределительных сетях. Наибольший интерес представляют следующие функции СНЭ [11, 12]:

- управление перетоком мощности: изменение направления перетока мощности, уменьшение

потерь электроэнергии, сглаживание пикового потребления;

- регулирование напряжения: стабилизация уровней напряжений в конце сильно загруженного фидера, поддержание заданного коэффициента мощности, ликвидация ограничений на режимы работы СРГ, устранение необходимости выполнения операций устройствами регулирования напряжения трансформаторов, обеспечение заданных пределов по некоторым показателям качества электроэнергии.

Анализ российских научно-технических журналов, посвященных вопросам обзора функциональных возможностей и практического применения СНЭ, показал отсутствие методик обоснованного выбора параметров и мест установки СНЭ в распределительных сетях [10, 13–16]. Так, например, в работе [16] авторами предложена методика выбора параметров накопителя энергии для оптимизации системы электроснабжения предприятия по экономическим параметрам. Однако авторами не учитываются фактическая загрузка сетевого электрооборудования и потери энергии в СНЭ. Кроме этого, отсутствует обоснование принятого показателя эффективности – экономии электрической энергии. Очевидно, что разница тарифов на электроэнергию для потребителей в течение суток не покрывает капитальные вложения на установку дорогостоящей СНЭ. Вопрос выбора места установки СНЭ при этом не рассматривается.

В зарубежных научных изданиях представлено большое количество работ, посвященных задаче выбора оптимальных параметров и мест размещения СНЭ в распределительных сетях с СРГ на базе НВИЭ. В большинстве случаев данная задача сводится к задаче нелинейного математического программирования и решается с применением метаэвристических методов оптимизации.

Аргументами целевой функции в указанных работах, как правило, являются максимизация использования энергии от НВИЭ, минимизация капитальных вложений на установку СНЭ, максимизация надежности электроснабжения и минимизация потерь электроэнергии [17–21]. В некоторых работах решается задача многокритериальной оптимизации путем рассмотрения двух и более целевых функций одновременно [22, 23].

Данные о суточной активности первичных источников энергии, об использовании установленной мощности генераторных установок и данные о нагрузках в сети в указанных статьях задаются случайным образом. На основании этих данных, также случайным образом, генерируются множества сценариев размещения и параметров СНЭ. Корректность сформированных множеств емкости и мощности для каждой отдельной системы накопления определяется наличием граничных условий. Например, ограничением по глубине или мощности заряда/разряда накопителя. При этом анализ

фактических суточных графиков нагрузок не проводится.

Выбор оптимального места установки и параметров СНЭ с целью сглаживания пиков нагрузки и регулирования напряжения на основании анализа суточных графиков нагрузок, измеренных распределительной сетевой компанией, рассматривается в [23]. Место установки СНЭ в данной статье определяется минимизацией отклонения напряжения от номинального значения, минимизацией пикового значения мощности нагрузки и минимизацией затрат на СНЭ в год. Однако емкость накопительной системы определяется через коэффициенты пересчета мощности заряда/разряда в электроэнергию. Валидация результатов расчетов емкости фактическому потреблению электроэнергии при этом отсутствует.

Наиболее обоснованным представляется выбор мощности и емкости СНЭ на основе расчета фактических суточных графиков нагрузок.

Учитывая широкий перечень функциональных возможностей СНЭ, при выборе параметров и мест размещения СНЭ необходимо учитывать и одновременно рассматривать набор из нескольких несоизмеримых, противоречивых целевых функций. Чтобы избежать решения задачи многокритериальной оптимизации, предлагается разделить данную задачу в соответствии с целями применения накопителей – для сглаживания пиков нагрузки и для регулирования напряжения в сети.

В качестве критериев оптимальности выбора параметров и мест размещения СНЭ может выступать значительное число факторов (аргументов целевой функции): схема сети, длина линий, сечения проводников, мощности трансформаторов, характеристики графиков нагрузки, режимные параметры сети и пр. Как было показано в [4], такие критерии оптимальности, как схема сети, длина линий, сечения проводников и мощности трансформаторов, пригодны при выполнении экономического обоснования установки СНЭ.

В рамках данной работы рассматриваются варианты выбора оптимальных параметров и мест размещения СНЭ по критерию увеличения доступной мощности технологического присоединения и по критерию поддержания заданного напряжения в наиболее «проблемном» узле сети при применении СНЭ с целью сглаживания пиков нагрузки и регулирования напряжения соответственно.

Целью статьи является разработка усовершенствованной методики выбора параметров и мест размещения систем накопления электроэнергии в распределительных электрических сетях для сглаживания пиков нагрузки и регулирования напряжения на основе анализа суточных графиков нагрузок, учитывающей следующие критерии оптимальности: увеличение доступной мощности технологического присоединения и поддержание заданного напряжения в наиболее «проблемном»

узле сети. Для этого следует провести математическое описание методики выбора параметров и мест размещения СНЭ для сглаживания пиков нагрузки и регулирования напряжения, учитывающей критерии оптимальности. Обоснованность принятых критериев оптимальности необходимо подтвердить практическими расчетами на математической модели участка электрической сети.

Теоретическая часть

В процессе разработки методики были рассмотрены вопросы расчета параметров и выбора наиболее целесообразного места установки СНЭ для сглаживания пиков нагрузки и регулирования напряжения.

Сглаживание пиков нагрузки

За счет выравнивания суточного графика электрических нагрузок в «пассивных» распределительных сетях возможно, во-первых, снизить капитальные вложения на строительство новых и модернизацию существующих электросетевых объектов, нагрузка которых превышает номинальное значение, во-вторых, увеличить количество электроэнергии $\Delta W_{ТП}$, которая может быть передана нагрузке в течение суток. Последний эффект принято называть «высвобождение мощности технологического присоединения». Максимальное увеличение данного значения примем в качестве критерия выбора места установки СНЭ.

Понятие «сглаживания пиков нагрузки» физически заключается в увеличении и поддержании на номинальном уровне суточной загрузки сетевых

электрооборудования. В период времени, когда трансформатор на ТП недогружен, есть возможность зарядить накопитель электроэнергии, подключенный на шинах 0,4 кВ ТП, с увеличением коэффициента загрузки трансформатора до единицы. Одновременно с этим в период времени пиковой нагрузки разряд СНЭ позволяет передать дополнительное количество электроэнергии в нагрузку.

Рассмотрим решение данной задачи на примере графика суточного потребления активной мощности, соответствующего максимальной нагрузке зимнего дня контрольного замера, заданного в относительных единицах, представленного на рис. 1.

Отметим, что все расчеты производятся в относительных единицах.

Количество электроэнергии, необходимой для покрытия пиковой части суточного графика нагрузки, обозначим как $E_{\text{пика}}$; емкость накопительного элемента СНЭ обозначим как $E_{\text{СНЭ}}$; коэффициент энергетической эффективности СНЭ, учитывающий потери в преобразовательной технике и накопительном элементе, обозначим как $\eta_{\text{СНЭ}}$ и примем равным 0,85; через $P_{\text{СНЭ}}$ обозначим мощность разряда СНЭ, соответствующую мощности инвертора; через $P_{\text{ном}}$ обозначим номинальную мощность трансформатора на трансформаторной подстанции (ТП), значению которой на рис. 1 соответствует линия 4; через $P_{\text{нг}}$ обозначим мощность нагрузки ТП, изменению которой на рис. 1 соответствуют линии 1–3; коэффициент загрузки

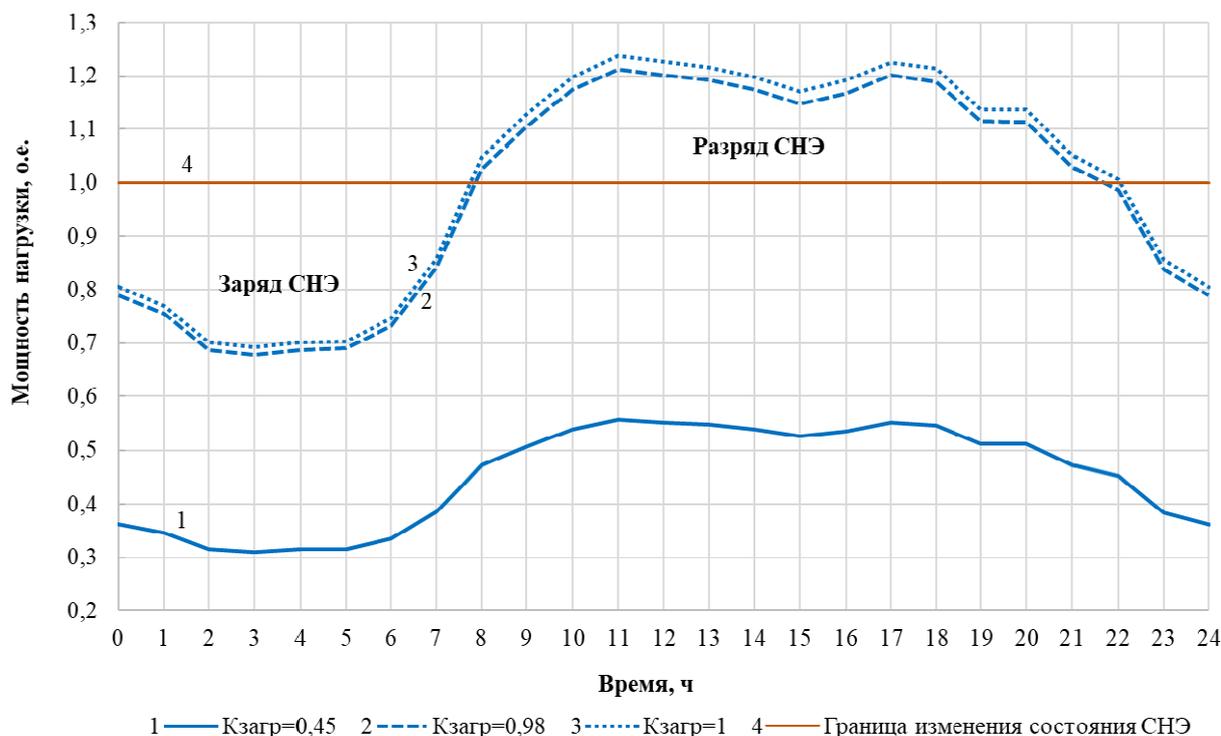


Рис. 1. Суточный график нагрузки трансформаторной подстанции в относительных единицах

трансформатора ТП, равный отношению среднесуточного изменения нагрузки $\{P_{нгi}\}_{i=0,23}$ к номинальной мощности трансформатора ТП $P_{ном}$, обозначим как $K_{загр} = \sum_{i=0}^{23} \frac{P_{нгi}}{t_i} / P_{ном}$; доступную мощность технологического присоединения без перегрузки в течение суток трансформатора ТП обозначим как $P_{тех.прис}$.

Дополнительно для графика нагрузки, представленного на рис. 1, можно выделить два интервала времени, соответствующих режимам заряда и разряда СНЭ. Режим заряда, определяющий емкость накопительного элемента в составе СНЭ, продолжается на интервале времени $t_{min} \in \{P_{нг}^{K_{загр}=1} \leq P_{ном}\}$. Режим разряда, определяющий ток разряда накопительного элемента и мощность преобразователя в составе СНЭ, продолжается на интервале $t_{max} \in \{P_{нг}^{K_{загр}=1} > P_{ном}\}$.

Кроме этого, приращение времени (переход от точки t_0 к точке t_1) с шагом в 1 ч обозначим ΔT .

Как видно из исследуемого суточного графика нагрузок, коэффициент загрузки трансформатора для данной ТП в нормальном режиме составляет 0,45 (линия 1 на рис. 1).

Допуская, что прирост нагрузок со временем происходит равномерно, на первом этапе требуется определить доступную мощность технологического присоединения при $K_{загр} = 0,45$, которая рассчитывается:

$$P_{тех.прис} = P_{ном} - \max \left\{ P_{нгi}^{K_{загр}=0,45} \right\}_{i=0,23}. \quad (1)$$

Таким образом было определено значение нагрузки, которую можно подключить к данной ТП без замены трансформатора до установки СНЭ.

Далее требуется определить емкости $E_{пика}$ и $E_{СНЭ}$. Очевидно, что при $K_{загр} = 1$ количество электроэнергии, которую можно накопить (область заряда на рис. 1) и которую требуется отдать (область разряда на рис. 1), будут одинаковыми. Однако, учитывая энергетическую эффективность СНЭ, принятую равной 0,85, должно выполняться условие $E_{пика} < E_{СНЭ}$. Было установлено, что данное условие всегда выполняется при $K_{загр} = 0,98$.

Тогда емкость, необходимая для покрытия пика суточного графика нагрузки для узла сети, определяется как

$$E_{пика} = \sum_{j=t}^T (P_{нгj}^{K_{загр}=0,98} - P_{ном}) \Delta T, \quad (2)$$

$$t \leq t_{max} \leq T.$$

Емкость накопителя СНЭ для узла электрической сети можно определить по формуле

$$E'_{СНЭ} = \sum_{j=t}^T (P_{ном} - P_{нгj}^{K_{загр}=0,98}) \Delta T, \quad (3)$$

$$t \leq t_{min} \leq T.$$

Емкость, которую СНЭ может отдать для исследуемого графика нагрузки:

$$E_{СНЭ} = E'_{СНЭ} \eta_{СНЭ}. \quad (4)$$

Корректность выбора требуемой энергоемкости определяется как

$$\Delta W_{ТП} = E_{СНЭ} - E_{пика} \geq 0. \quad (5)$$

Выполнение условия (5) подтверждает, что емкости СНЭ будет достаточно, чтобы покрыть пиковую нагрузку мощностью $\max \left\{ P_{нгi}^{K_{загр}=0,98} \right\}_{i=0,23}$ и продолжительностью $t_{max} \in \left\{ P_{нг}^{K_{загр}=0,98} > P_{ном} \right\}$.

Далее требуется определить мощность СНЭ как

$$P_{СНЭ} = \max \left\{ P_{нгi}^{K_{загр}=0,98} \right\}_{i=0,23} - P_{ном}. \quad (6)$$

Уравнения (1)–(6) позволяют выбрать требуемые параметры СНЭ с целью эффективного сглаживания пиковой части графика нагрузки как для «пассивной» распределительной сети, так и при наличии источников распределенной генерации.

Наиболее целесообразно размещение СНЭ в узле электрической сети, где доступная мощность технологического присоединения в результате установки СНЭ максимально увеличилась $k_{тех.присj} \geq k_{тех.присi}$, $i = 1, \dots, n$. При этом целевую функцию выбора места в сети, где установка СНЭ для сглаживания пиков нагрузки наиболее целесообразна, можно записать в виде

$$k_{тех.прис} \rightarrow \max, \quad (7)$$

где $k_{тех.прис} = \frac{P_{СНЭ}}{P_{тех.прис}}$; n – количество узлов рассматриваемого участка сети.

Регулирование напряжения

Известно, что увеличение потребления реактивной мощности приводит к снижению пропускной способности сети и снижению уровней напряжений в узлах сети. С другой стороны, трудно прогнозируемая и значительно изменяющаяся в течение суток мощность от распределенной генерации на базе нетрадиционных источников энергии может приводить к увеличению напряжений в сети [24]. Кроме этого, значительная неравномерность графика нагрузки и наличие резкопеременной нагрузки приводит к медленным изменениям и колебаниям напряжения соответственно.

Традиционно задача регулирования напряжения в распределительных сетях решалась через распределение в сети оптимальной реактивной мощности по критерию минимизации потерь активной мощности [25].

Однако задачу выбора параметров и места размещения СНЭ в распределительной сети предлагается решить путем максимизации вклада поддержания заданного напряжения в наиболее «проблемном» узле сети на результирующие уровни напряжений во всей сети.

Компенсация реактивной мощности в распределительной сети оказывает слабый регулировочный эффект по напряжению ввиду низкого значения отношения X/R для линий данного класса напряжений [26]. Действительно, отношение X/R

для линий высших классов напряжений может быть в 5–8 раз больше, чем у ЛЭП низших классов, а у трансформаторов это соотношение еще больше [27].

Таким образом, применение СНЭ, способных снижать переток активной мощности в часы максимума нагрузки или генерации, позволяет уменьшать отклонения напряжений в узлах сети от номинальных значений за счет оказания соответствующих положительных и отрицательных регулировочных воздействий.

Коэффициент поддержания заданного напряжения для i -го узла сети определяется как [22]

$$k_{n_i} = \frac{(U_i - U_{\min}) \cdot (U_{\max} - U_i) \cdot |P_{iI}|}{(U_{\text{ном}} - U_{\min}) \cdot (U_{\max} - U_{\text{ном}}) \cdot \sum_{j=1}^n |P_j|}, \quad (8)$$

где U_i – действующее значение напряжения в i -м узле; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение данного узла; U_{\min} и U_{\max} – нижний и верхний пределы изменения напряжения в рассматриваемом узле соответственно; P_i – суммарная мощность нагрузки в данном i -м узле; P_j – мощность, протекающая на данном участке сети.

На основании анализа уравнения (8) можно сделать вывод, что k_{n_i} определяет не только изменение напряжения относительно номинального значения в i -м узле, но и показывает вклад изменения напряжения в наиболее нагруженном узле в общее искажение питающего напряжения.

В случае, если k_{n_i} принимает отрицательное значение, значит напряжение в данном узле не соответствует заданным предельным значениям.

Таким образом, чем больше суммарное значение $k_n = \sum_{i=1}^n k_{n_i}$, где n – количество узлов рассматриваемого участка сети, тем ближе уровни напряжений во всей сети к своим номинальным значениям. Идеальное значение $k_n = 1$ соответствует равенству напряжений во всех узлах рассматриваемого участка сети номинальным значениям.

При выборе параметров и места размещения СНЭ с целью поддержания заданного напряжения в узле сети требуется в режиме максимальных нагрузок рассчитать значения k_{n_i} для всех узлов рассматриваемого участка сети. Наиболее эффективна установка СНЭ в узле сети j с наименьшим коэффициентом $k_{n_j} \leq k_{n_i}$, $i = 1, \dots, n$. В результате установки СНЭ в данном узле суммарное значение k_n будет максимально увеличено, что определяет максимальную эффективность от использования СНЭ в рамках данной задачи. Целевая функция для данного критерия выглядит следующим образом:

$$k_n(U) = \sum_{i=1}^n k_{n_i} \rightarrow \max. \quad (9)$$

Мощность нагрузки (генерации) в j -м узле сети, при которой напряжение в данном узле находится в допустимых пределах $U_{\min} \leq U_j \leq U_{\max}$, обозначим как $P_{\text{нг}j}$ ($P_{\text{ген}j}$).

Мощность нагрузки в j -м узле сети, при которой напряжение в данном узле меньше заданного минимального значения $U_j < U_{\min}$, обозначим как $P_{\text{нг}j\text{max}}$. Продолжительность наличия данной нагрузки составит $t_{\text{max}} \in \{U_j < U_{\min}\}$. Регулирующее воздействие от СНЭ в этом случае будем называть положительным.

Мощность генерации в j -м узле сети, при которой напряжение в данном узле больше заданного максимального значения $U_j > U_{\max}$, обозначим как $P_{\text{ген}j\text{max}}$. Продолжительность наличия данной генерации составит $t_{\text{min}} \in \{U_j > U_{\max}\}$. В данных условиях регулирующее воздействие от СНЭ будем называть отрицательным.

Дополнительно приращение времени (переход от точки t_0 к точке t_1) с шагом в 1 ч обозначим как ΔT , коэффициент энергетической эффективности СНЭ, учитывающий потери в преобразовательной технике и накопительном элементе, обозначим как $\eta_{\text{СНЭ}}$.

Для случая положительного регулировочного воздействия требуемая емкость накопителя $E_{\text{СНЭ}}^+$ определяется продолжительностью максимума нагрузки в данном j -м узле:

$$E_{\text{СНЭ}}^+ = \frac{\sum_{i=t_1}^{t_2} (P_{\text{нг}j\text{max},i} - P_{\text{нг}j}) \Delta T}{\eta_{\text{СНЭ}}}, \quad (10)$$

$$t_1 \leq t_{\text{max}} \leq t_2.$$

Мощность положительного регулировочного воздействия от СНЭ $P_{\text{СНЭ}}^+$ для данного j -го узла определяется, как

$$P_{\text{СНЭ}}^+ = \max\{P_{\text{нг}j\text{max},i}\}_{i=t_1, t_2} - P_{\text{нг}j}. \quad (11)$$

Аналогично для отрицательного регулировочного воздействия требуемая емкость накопителя определяется продолжительностью максимума генерации в j -м узле сети:

$$E_{\text{СНЭ}}^- = \sum_{i=t_1}^{t_2} (P_{\text{ген}j\text{max},i} - P_{\text{ген}j}) \Delta T, \quad (12)$$

$$t_1 \leq t_{\text{min}} \leq t_2.$$

Мощность отрицательного регулировочного воздействия от СНЭ для данного j -го узла определяется как

$$P_{\text{СНЭ}}^- = \max\{P_{\text{ген}j\text{max},i}\}_{i=t_1, t_2} - P_{\text{ген}j}. \quad (13)$$

Уравнения (8)–(13) позволяют выбрать параметры и наиболее целесообразное место размещения СНЭ с целью поддержания заданного напряжения в наиболее «проблемном» узле сети и улучшения уровней напряжений во всей сети.

Практическая часть

Для подтверждения обоснованности принятых критериев оптимальности по выбору параметров и мест размещения систем накопления электроэнергии в распределительных электрических сетях, в программном комплексе PSS SINCAL бы-

ла разработана математическая модель участка электрической сети 10 кВ одной электросетевой компании города Москвы.

Известно, что отличительной особенностью распределительных сетей с кабельными линиями 6–10 кВ города Москва, является то, что данные сети имеют преимущественно магистральный принцип построения и выполняются по 2-лучевой и (или) петлевой схеме. Для исследования был выбран «луч» из 10 трансформаторных подстанций (ТП).

Расчетная схема исследуемого участка сети представлена на рис. 2.

Трансформаторные подстанции № 1–№ 10 заданы узлами с симметричной трехфазной нагрузкой. Коэффициент загрузки трансформатора на данных ТП принят в соответствии с данными максимальной нагрузки зимнего дня контрольного замера. Данные о активной и реактивной нагрузке ТП выделены синим цветом на рис. 2. Расчетные значения линейных напряжений в относительных единицах на шинах высшего напряжения ТП №1–№10 представлены под порядковым номером ТП. Значения перетока активной и реактивной мощности через кабельные линии (КЛ) и токовая нагрузка в процентах от длительно допустимого значения расположены рядом со стрелками, указывающими направление перетока.

Сглаживание пиков нагрузки

Суточные графики нагрузок ТП исследуемого участка сети, полученные в зимний день контрольного замера, представлены на рис. 3 и 4.

Результаты расчетов согласно методике выбора параметров и места установки СНЭ в именованных единицах сведены в табл. 1. При переходе к именованным единицам в качестве базисной выбрана номинальная мощность трансформатора при

$\cos \varphi = 1$. В случае необходимости легко выполнить пересчет на другую базисную мощность, однако результирующее отношение $k_{\text{тех.прис}}$ изменится незначительно.

В результате анализа результатов расчетов можно сделать вывод, что наименьший технический эффект получается в результате установки СНЭ на ТП с низким значением загрузки трансформатора. Например, трансформаторы на подстанциях 3 и 5, с минимальным значением коэффициента загрузки, имеют большой запас по мощности технологического присоединения, которая для $K_{\text{загр}} = 1$ составляет 279,1 и 344 кВт соответственно, и установка СНЭ требуемой мощности 134 и 108 кВт незначительно увеличит доступную мощность технологического присоединения.

Значительное увеличение мощности технологического присоединения можно получить при установке СНЭ на ТП с большим значением коэффициента загрузки. Так, например, установка СНЭ на подстанциях 1 и 8 увеличит доступную мощность в 26,32 и 6,08 раза соответственно.

На подстанции 6 при $K_{\text{загр}} = 0,9$ большое пиковое значение нагрузки не допускает технологическое присоединение дополнительной нагрузки. Однако за счет установки СНЭ мощностью 67 кВт, которая в часы минимума способна выдать 800,1 кВт·ч, позволяет взамен сетевого строительства получить дополнительную мощность в размере 10 % от мощности трансформатора и предотвратить работу трансформатора с перегрузкой в течение суток.

Следовательно, установка СНЭ на ТП № 6 по критерию максимального увеличения доступной мощности технологического присоединения наиболее целесообразна.

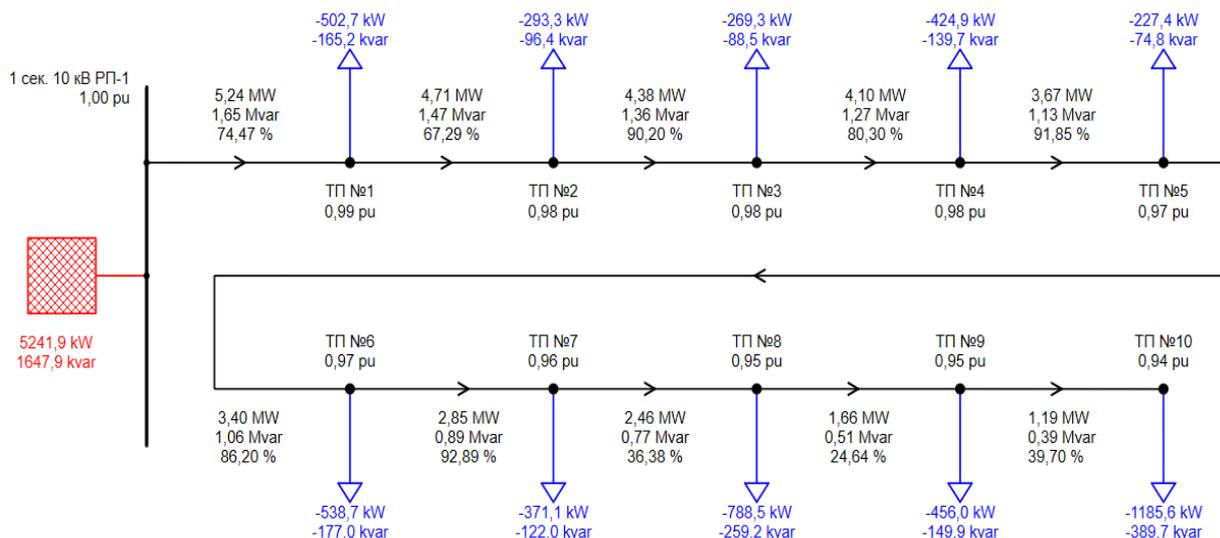


Рис. 2. Математическая модель участка сети после расчета установившегося режима

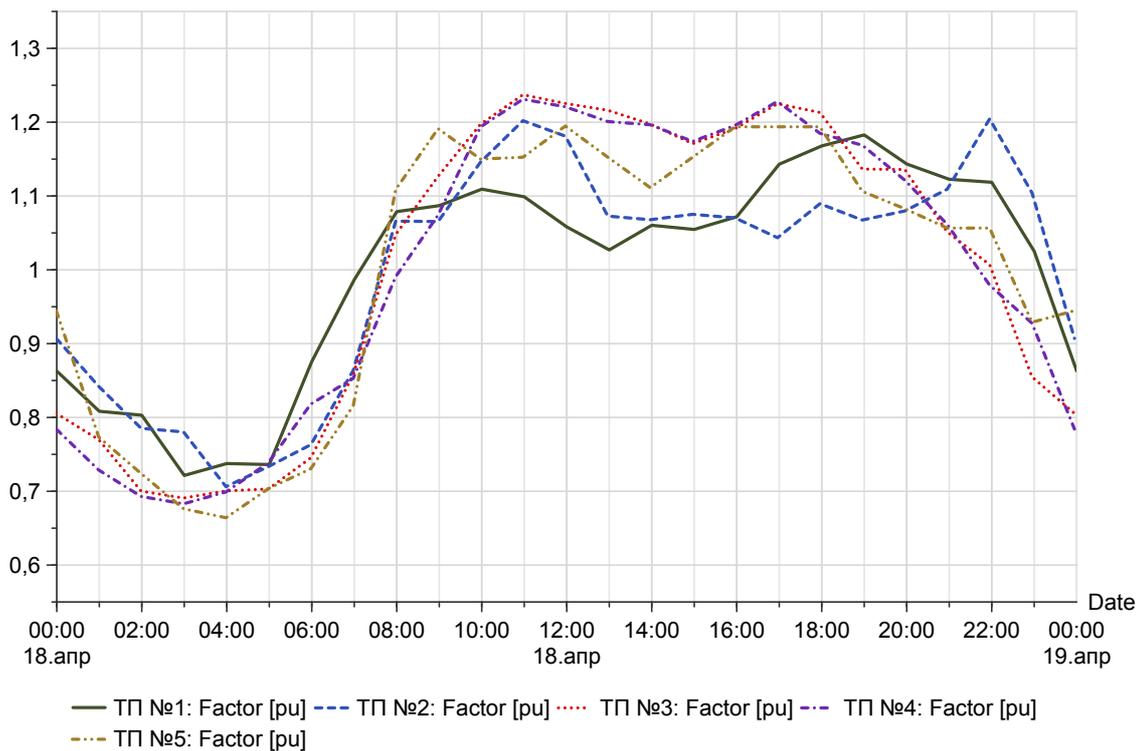


Рис. 3. Суточные графики нагрузок трансформаторных подстанций № 1 – № 5 в относительных единицах

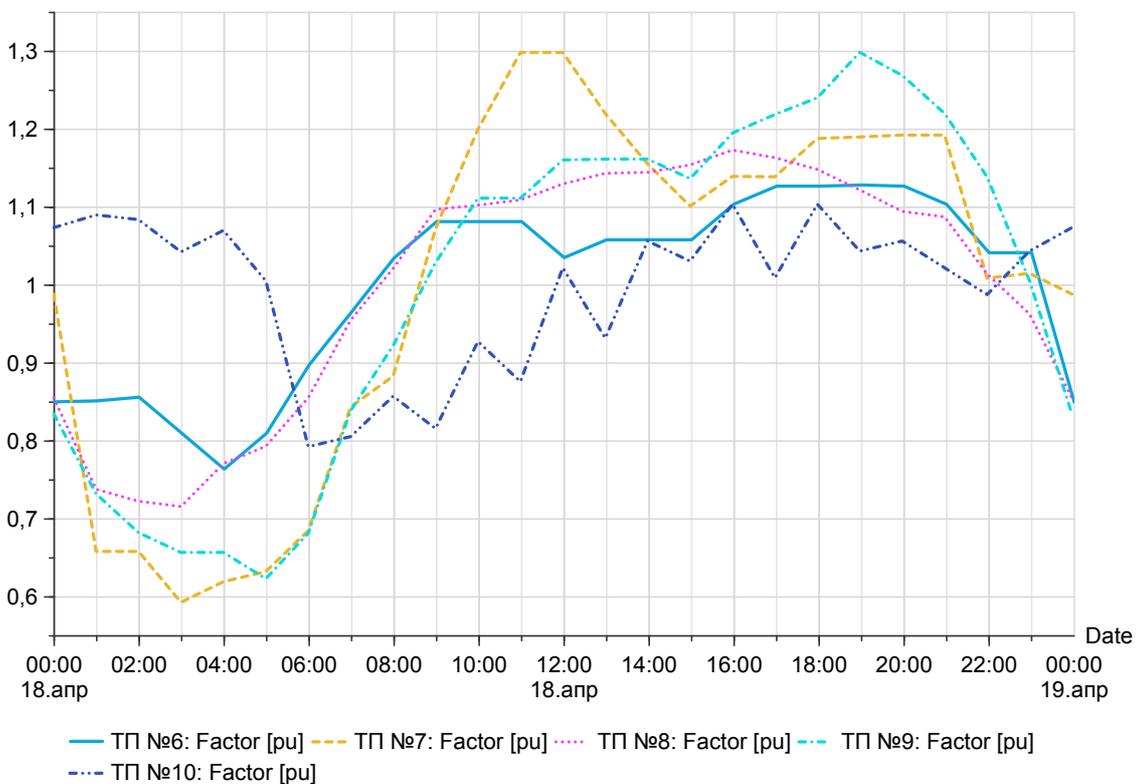


Рис. 4. Суточные графики нагрузок трансформаторных подстанций № 6 – № 10 в относительных единицах

Таблица 1

Результаты расчетов параметров СНЭ для всех ТП

№ ТП	S_{TP} , кВА	$K_{загр}$, о.е.	$P_{тех.прис}$, кВт	$E_{пика}$, кВт·ч	$E_{СНЭ}$, кВт·ч	$\Delta W_{ТП}$, кВт·ч	$P_{СНЭ}$, кВт	$k_{тех.прис}$, о.е.
1	630	0,84	3,8	755	938,7	183,7	100	26,32
2	630	0,49	258,3	818,8	995,4	176,6	114	0,44
3	630	0,45	279,1	1292,7	1354,5	61,8	134	0,48
4	630	0,71	79,4	1230,7	1341,9	111,2	130	1,64
5	630	0,38	344	1110,7	1203,3	92,6	108	0,31
6	630	0,90	0	595,8	800,1	204,3	67	–
7	630	0,62	122,2	1324,7	1392,3	67,6	173	1,42
8	1000	0,83	25	1401,3	1640	238,7	152	6,08
9	1000	0,48	376	2149,2	2280	130,8	275	0,73
10	1600	0,78	220,8	996,5	1568	571,5	133	0,60

Регулирование напряжения

Очевидно, что для радиальных сетей установка регулирующего устройства необходима на самой удаленной подстанции. Для иллюстрации работы методики внесем некоторые изменения в рассматриваемую схему, а именно: добавим одну питающую КЛ от ЦП до ТП № 10, в результате чего изменится потокораспределение в ветвях. Схема модели с учетом указанных выше изменений представлена на рис. 5.

Для выбора наиболее целесообразного места установки СНЭ для поддержания напряжения в заданных пределах на первом этапе необходимо задать предельные значения: $U_{ном} = 1$ о.е., $U_{min} = 0,95$ о.е., $U_{max} = 1,05$ о.е.

Расчетные коэффициенты для всех узлов исследуемой схемы приведены в табл. 2.

Как видно из результатов расчетов, у подстанций с наибольшей нагрузкой удельный коэффициент k_{pi} имеет наибольшее значение, что говорит о наибольшем влиянии напряжения в данном узле на уровни напряжений во всей сети.

Действительно, для ТП № 6 и № 10 с трансформатором 630 кВА и 1600 кВА, имеющих одинаковое расчетное напряжение 0,952, коэффициент поддержания заданного напряжения составляет 0,01 и 0,02 соответственно.

Наименьшее значение данного коэффициента в узле ТП № 8 с отрицательным знаком говорит о выходе напряжения в данном узле из заданных границ.

Таким образом, установка СНЭ на ТП № 8 по критерию поддержания заданного напряжения в наиболее «проблемном» узле сети наиболее целесообразна.

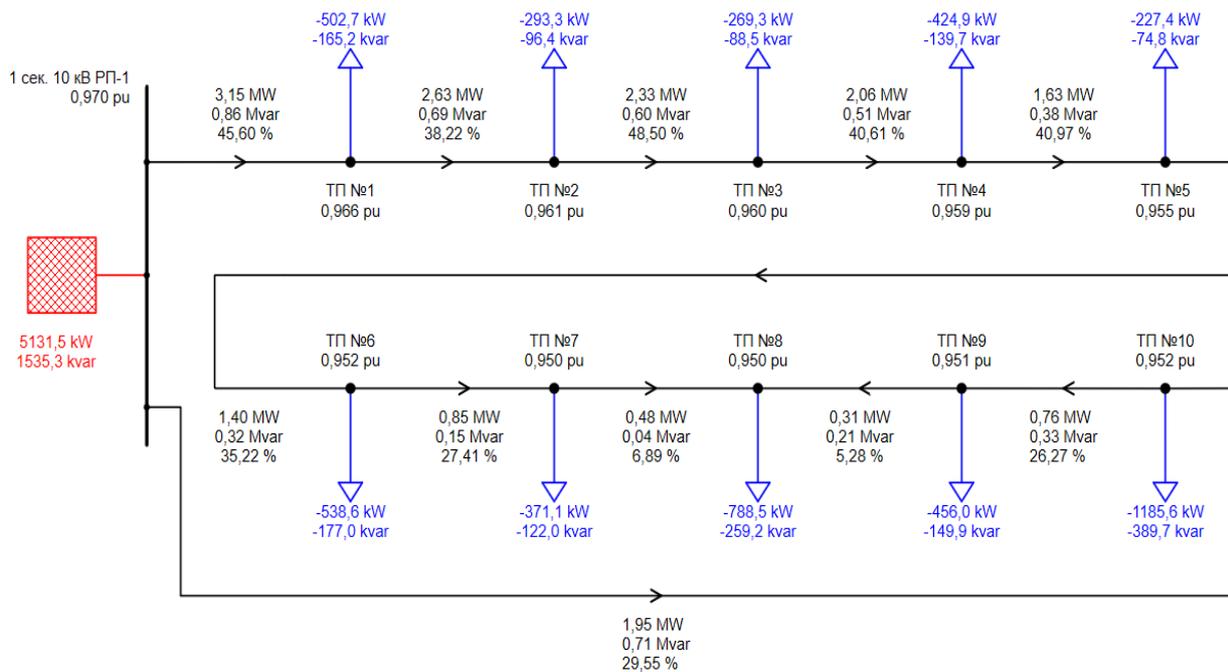


Рис. 5. Математическая модель участка сети с дополнительной КЛ

Таблица 2

Результаты расчетов коэффициентов напряжений для всех ТП

№ ТП	U_i , о.е.	$P_{нг}$, кВт	k_n , о.е.
1	0,966	502,7	0,053
2	0,961	293,3	0,022
3	0,960	269,3	0,019
4	0,959	424,9	0,027
5	0,955	227,4	0,008
6	0,952	538,7	0,010
7	0,950	371,1	0,001
8	0,950	788,5	-0,003
9	0,951	456	0,004
10	0,952	1185,6	0,020

Характеристика изменения напряжения на шинах 10 кВ ТП № 8 представлена на рис. 6.

Характеристика изменения мощности нагрузки на ТП № 8 представлена на рис. 7.

Мощность нагрузки, при которой напряжение соответствует предельному значению $U_{min} = 0,95$, составляет $P_{нг} = 806$ кВт.

Тогда, требуемая емкость накопителя составит:

$$E_{СНЭ}^+ = 1102,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Итоговая емкость, которую СНЭ требуется выдать:

$$E_{СНЭ}^+ = \frac{1102,8}{0,85} = 1297,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Мощность СНЭ равна

$$P_{СНЭ}^+ = 926,5 - 806 = 120,5 \text{ кВт.}$$

Таким образом, были определены место установки и требуемые параметры СНЭ для предотвращения выхода напряжения за нижнюю границу на рассматриваемом участке сети.

При наличии данных о графиках работы источников распределенной генерации аналогично могут быть определены параметры СНЭ для предотвращения превышения напряжения номинального значения.

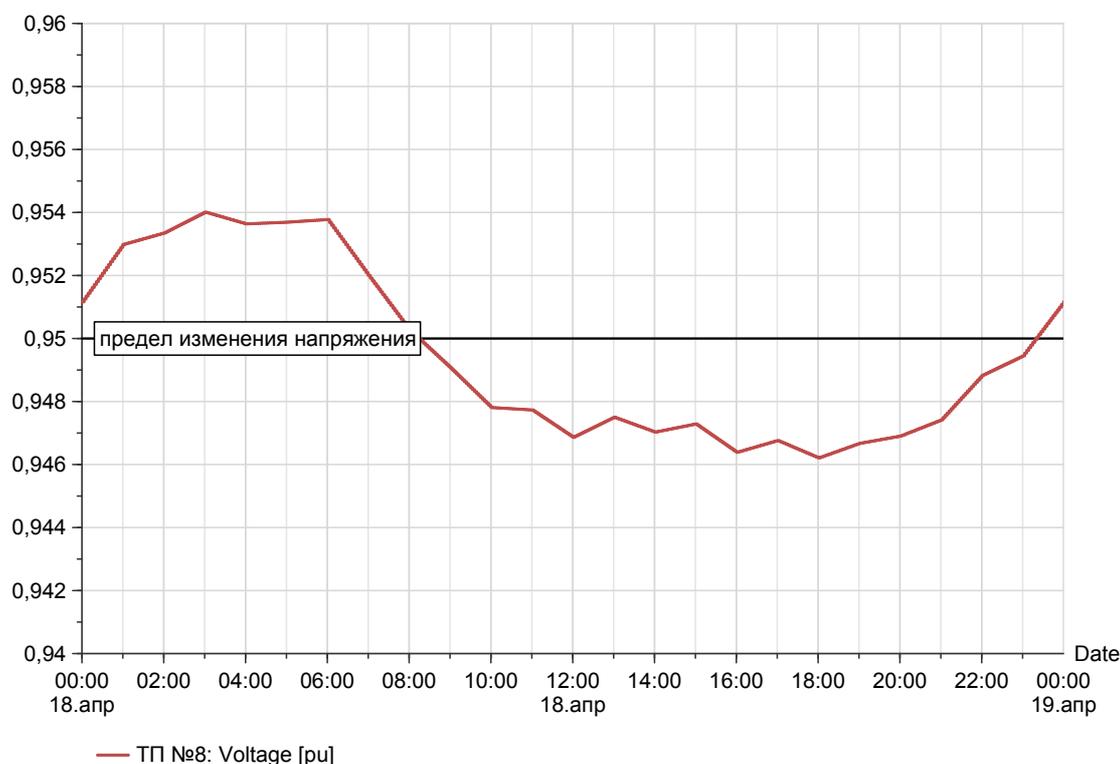


Рис. 6. Характеристика изменения напряжения на шинах 10 кВ подстанции № 8

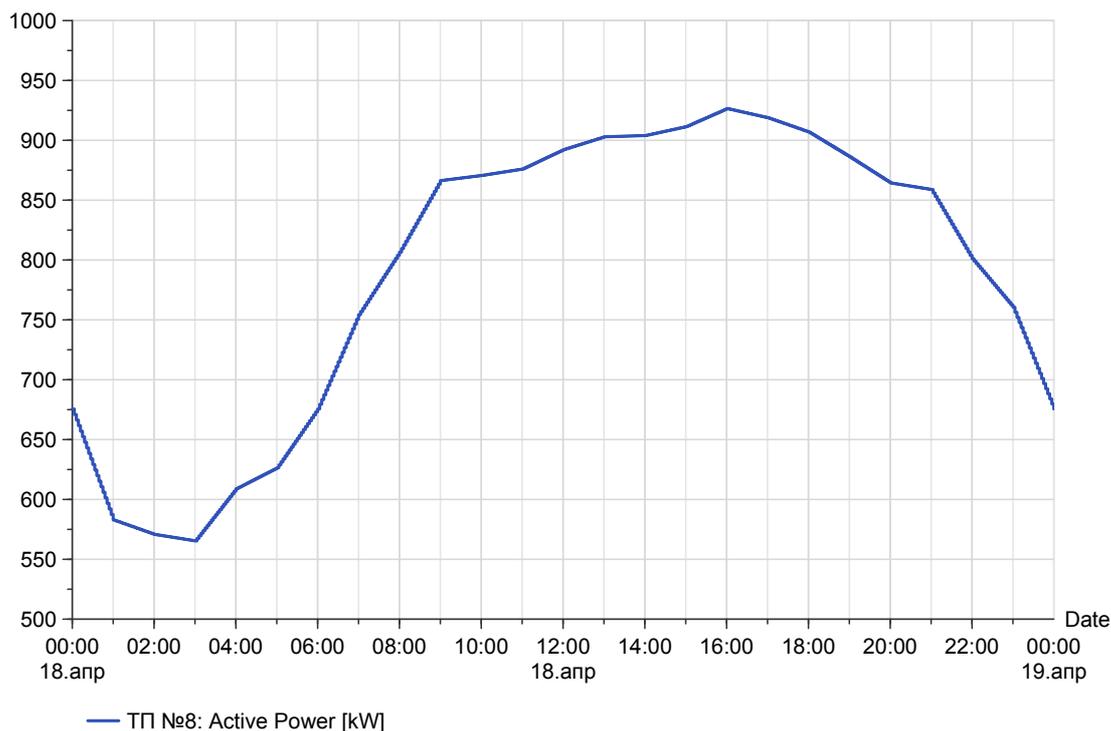


Рис. 7. Характеристика изменения мощности нагрузки на ТП № 8

Выводы

Разработана усовершенствованная методика выбора параметров и мест размещения систем накопления электроэнергии в распределительных электрических сетях с целью сглаживания пиков нагрузки и регулирования напряжения, учитывающая изменение суточных графиков нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций.

Выбор мощности, емкости и места установки СНЭ с целью сглаживания пиков нагрузки производится по критерию увеличения доступной мощности технологического присоединения.

Аналогичный выбор параметров и места установки СНЭ с целью регулирования напряжения производится по критерию поддержания заданного напряжения в наиболее «проблемном» узле сети.

Разработанная методика выбора параметров отличается от известных тем, что учитывается изменение фактических суточных графиков нагрузок. Кроме этого, выбор параметров и мест размещения СНЭ осуществляется с использованием критериев оптимальности, соответствующих целям применения накопителей.

Расчетами на математической модели для участка электрической сети 10 кВ города Москва была подтверждена обоснованность принятых критериев оптимальности.

Полученные результаты исследования имеют большую практическую значимость при выполнении работ по реконструкции и развитию распределительных электрических сетей в условиях цифровизации, с применением технических решений,

направленных на увеличение технико-экономической эффективности работы сети.

Литература

1. *Energy storage systems for advanced power applications* / P.F. Ribeiro, B.K. Johnson, M.L. Crow et al. // *Proceedings of the IEEE*. – 2001. – No. 89. – P. 1744–1756. DOI: 10.1109/5.975900
2. Divya, K. *Battery energy storage technology for power systems – An overview* / K. Divya, J. Ostergaard // *Electric Power Systems Research*. – 2009. – No. 79. – P. 511–520. DOI: 10.1016/j.epsr.2008.09.017
3. *A new device for the control and the connection to the grid of combined RES-based generators and electric storage systems* / M. Ippolito, E. Telaretti, G. Zizzo, G. Graditi // *Clean Electrical Power (ICCEP), 2013 International Conference on: IEEE*. – P. 262–267. DOI: 10.1109/ICCEP.2013.6586999
4. Гусев, Ю.П. *Влияние накопителей электроэнергии на пропускную способность распределительных сетей напряжением 6–10 кВ* / Ю.П. Гусев, П.В. Субботин // *Электричество*. – 2018. – № 1. – С. 13–18.
5. McDonald, J. *Adaptive intelligent power systems: Active distribution networks* / J. McDonald // *Energy Policy*. – 2008. – No. 36. – P. 4346–4351. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.09.038
6. D'Adamo, C. *Active distribution networks: General features, present status of implementation and operation practices* / C. D'Adamo // *Electra*. – 2009. – No. 246. – P. 22–39.

7. *Planning of reliable active distribution systems / G. Celli, E. Giani, G.G. Soma, F. Pilo // CIGRE 2012 Session. – Paris, 2012. – 8 p.*
8. *Hidalgo, R. A review of active distribution networks enabling technologies / R. Hidalgo, Ch. Abbey, G. Joos // IEEE PES General Meeting. – 2010. – 9 p. DOI: 10.1109/PES.2010.5590051*
9. *Применение систем накопления энергии для обеспечения качества электроэнергии и решения комплексных задач в электрических сетях и у потребителя / В.Д. Мельников, Н.Л. Новиков, В.А. Колесников и др. // Научно-практическая конференция «Современные средства обеспечения качества электроэнергии в электрических сетях и у потребителя», выставка «Электрические сети России – 2017», 7 декабря 2017 г., г. Москва. – М., 2017.*
10. *Сокольникова, Т.В. Определение оптимальных параметров накопителя для интеграции возобновляемых источников энергии в изолированных энергосистемах с активными потребителями / Т.В. Сокольникова, К.В. Сулов, П. Ломбарди // Вестник ИрГТУ. – 2015. – № 10 (105). – С. 206–211.*
11. *Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid / N.S. Wade, P.C. Taylor, P.D. Lang, P.R. Jones // Energy Policy. – 2010. – No. 11 (38). – P. 7180–7188. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.07.045*
12. *Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving / Y. Yang, H. Li, A. Aichhorn et al. // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2014. – No. 2(5). – P. 982–991. DOI: 10.1109/tsg.2013.2282504*
13. *Тимонин, И.А. Выбор мест установки сетевых накопителей электроэнергии / И.А. Тимонин // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. – 2013. – № 5 (20). – С. 80–82.*
14. *Перспективы применения накопителей электроэнергии для сетей электроснабжения 0,4 кВ / Е.В. Раубаль, М.А. Раишевская, С.И. Гамазин, С.В. Логинова // Вестник МЭИ. – 2013. – № 3. – С. 55–57.*
15. *Методика расчета основных параметров накопителя энергии по экспериментальным нагрузочным диаграммам / Д.Ю. Балугев, В.М. Зырянов, Н.Г. Кирьянова, Г.А. Пранкевич // Вестник ИрГТУ. – 2018. – № 5 (22). – С. 105–114. DOI: 10.21285/1814-3520-2018-5-105-114*
16. *Латочкин, И.В. Выбор параметров накопителя энергии и оптимизация системы электроснабжения предприятия / И.В. Латочкин, Н.И. Смоленцев // Ползуновский вестник. – 2016. – № 4 (2). – С. 65–69.*
17. *Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration / Y. Zhang, K. Meng, F. Luo et al. // IET Renewable Power Generation. – 2016. – No. 10 (8). – P. 1105–1113. DOI: 10.1049/iet-rpg.2015.0542*
18. *Determination of the optimal installation site and capacity of battery energy storage system in distribution network integrated with distributed generation / J. Xiao, Z. Zhang, L. Bai, H. Liang // Generation Transmission & Distribution IET. – 2016. – No. 3 (10). – P. 601–607. DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.0130*
19. *Sedghi, M. Optimal Storage Planning in Active Distribution Network Considering Uncertainty of Wind Power Distributed Generation / M. Sedghi, A. Ahmadian, M. Aliakbar-Golkar // IEEE Transactions on Power Systems. – 2016. – No. 1 (31). – P. 304–316. DOI: 10.1109/tpwrs.2015.2404533*
20. *Optimal allocation of energy storage system for risk mitigation of DISCOs with high renewable penetrations / Y. Zheng, Z.Y. Dong, F.J. Luo et al. // IEEE Transactions on Power Systems. – 2014. – No. 29. – P. 212–220. DOI: 10.1109/tpwrs.2013.2278850*
21. *Saboori, H. Maximizing DISCO profit in active distribution networks by optimal planning of energy storage systems and distributed generators / H. Saboori, R. Hemmati // Renew. Sustain. Energy Rev. – 2017. – No. 71. – P. 365–372. DOI: 10.1016/j.rser.2016.12.066*
22. *Optimal siting & sizing of battery energy storage system in active distribution network / Z. Qing, Y. Nanhua, Z. Xiaoping et al. // IEEE PES ISGT Europe 2013. – 2013. – P. 1–5. DOI: 10.1109/isgteurope.2013.6695235*
23. *Multiobjective Battery Storage to Improve PV Integration in Residential Distribution Grids / J. Tant, F. Geth, D. Six et al. // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2013. – No. 1 (4). – P. 182–191. DOI: 10.1109/tste.2012.2211387*
24. *Chauhan, A. A review on integrated renewable energy system based power generation for stand-alone applications: configurations, storage options, sizing methodologies and control / A. Chauhan, R. Saini // Renew Sustain Energy Rev. – 2014. – No. 38. – P. 99–120. DOI: 10.1016/j.rser.2014.05.079*
25. *Семенова, Л.А. Анализ методов оптимизации в решении задач выбора мест установки и мощности компенсирующих устройств / Л.А. Семенова, А.О. Инжеватова, Р.М. Салимов // Материалы Всероссийской научно-методической конференции «Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры». – Оренбург: ФГБОУ ВО «ОГУ», 2017. – С. 513–516.*
26. *Fabio, B. Radial MV networks voltage regulation with distribution management system coordinated controller / B. Fabio, C. Roberto, P. Valter // Electric Power Systems Research. – 2008. – No. 78. – P. 634–645. DOI: 10.1016/j.epsr.2007.05.007*
27. *Герасимов, С.Е. Регулирование напряжения в распределительных сетях / С.Е. Герасимов, А.Г. Меркурьев. – СПб.: Центр подготовки кадров СЗФ АО «ГВЦ Энергетики». – 1998. – 84 с.*

Гусев Юрий Павлович, канд. техн. наук, доцент, заведующий кафедрой «Электрические станции», Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва; GusevYP@mpei.ru.

Субботин Павел Владимирович, аспирант кафедры «Электрические станции», Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва; SoobbotinPV@mpei.ru.

Поступила в редакцию 7 мая 2019 г.

DOI: 10.14529/power190206

NOVEL METHOD FOR SIZING AND PLACEMENT OF ENERGY STORAGE SYSTEMS IN DISTRIBUTION GRIDS

Y.P. Gusev, GusevYP@mpei.ru,

P.V. Subbotin, SoobbotinPV@mpei.ru

National Research University "Moscow Power Engineering Institute",
Moscow, Russian Federation

State of the art. In the context of digitalization of electric grids, distribution grids remain the largest-scale and most problematic component. Technological solutions to improve the energy efficiency of these grids consist managing the voltage and transmission capacity of transmission lines using distributed generation and storage-based controls. However, to date, there is no universal method for appropriate sizing and placement of battery energy storage systems (BESS) in distribution grids that would take into account the varying daily load schedules, which is the subject matter of this paper.

Materials and methods. Researchers have reviewed Russian and international scientific and technical publications on sizing and placement of BESS in distribution grids. Besides, this research uses well-known analytical methods for calculating the characteristic daily loads. Mathematical modeling was crucial to the experimental part and was done by means of PSS SINCAL.

Results. The paper analyzes and presents state-of-the-art methods for sizing and placement of BESS in distribution grids. The authors have devised optimality criteria that help tailor the parametrization and placement of BESS to the application. The criteria are proven solid by mathematical modeling.

Conclusions. The methodology herein presented can be used for the reconstruction and new construction of storage-enabled distribution grids of better economic efficiency and performance.

Keywords: battery energy storage system, distribution grid, transformer substation, electric power quality.

References

1. Ribeiro P.F., Johnson B.K., Crow M.L., Arsoy A., Liu Y. Energy Storage Systems for Advanced Power Applications. *Proceedings of the IEEE*, 2001, no. 89, pp. 1744–1756. DOI: 10.1109/5.975900
2. Divya K., Ostergaard J. Battery Energy Storage Technology for Power Systems – An Overview. *Electric Power Systems Research*, 2009, no. 79, pp. 511–520. DOI: 10.1016/j.epsr.2008.09.017
3. Ippolito M., Telaretti E., Zizzo G., Graditi G. A New Device for The Control and the Connection to the Grid of Combined RES-Based Generators and Electric Storage Systems. *Clean Electrical Power (ICCEP), 2013 International Conference on: IEEE*, 2013, pp. 262–267. DOI:10.1109/ICCEP.2013.6586999
4. Gusev Yu.P., Subbotin P.V. [The Impact of Battery Energy Storage Systems on the Throughout Efficiency of Electric Power Distribution Networks 6–10 kV]. *Electrical Technology Russia*, 2018, no. 1, pp. 13–18. (in Russ.)
5. Mc Donald J. Adaptive Intelligent Power Systems: Active Distribution Networks. *Energy Policy*, 2008, no. 36, pp. 4346–4351. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.09.038
6. D'Adamo C. Active Distribution Networks: General Features, Present Status of Implementation and Operation Practices. *Electra*, 2009, no. 246, pp. 22–39.
7. Celli G., Giani E., Soma G.G., Pilo F. Planning of Reliable Active Distribution Systems. *CIGRE 2012 Session*, Paris, 2012. 8 p. DOI: 10.1109/PES.2010.5590051
8. Hidalgo R., Abbey Ch., Joos G. A Review of Active Distribution Networks Enabling Technologies. *IEEE PES General Meeting*, 2010. 9 p.

9. Mel'nikov V.D., Novikov N.L., Kolesnikov V.A., Potapenko A.M., Zhoraev T.Ju. [Application of Energy Storage Systems to Ensure the Quality of Electricity and Solve Complex Problems in Electrical Networks and the Consumer]. *Nauchno-prakticheskaya konferentsiya "Sovremennye sredstva obespecheniya kachestva elektroenergii v elektricheskikh setyakh i u potrebitelya"* [Scientific and Practical Conference "Modern Means of Ensuring the Quality of Electricity in Electric Networks and Consumers"]. Moscow, 2017. (in Russ.)
10. Sokol'nikova T.V., Suslov K.V., Lombardi P. [Determination of Optimal Storage Parameters for the Integration of Renewable Energy Sources in Isolated Power Systems with Active Consumers]. *Vestnik IrGTU* [Vestnik of Irkutsk State Technical University], 2015, no. 10 (105), pp. 206–211. (in Russ.)
11. Wade N.S., Taylor P.C., Lang P.D., Jones P.R. Evaluating the Benefits of an Electrical Energy Storage System in a Future Smart Grid. *Energy Policy*, 2010, no. 11 (38), pp. 7180–7188. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.07.045
12. Yang Y., Li H., Aichhorn A., Zheng J., Greenleaf M. Sizing Strategy of Distributed Battery Storage System with High Penetration of Photovoltaic for Voltage Regulation and Peak Load Shaving. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2014, no. 2 (5), pp. 982–991. DOI: 10.1109/tsg.2013.2282504
13. Timonin I.A. [Selection of Locations for Installation of Network Energy Storage Devices]. *ELEKTROENERGIYA. Peredacha i raspredelenie* [ELECTRICITY. Transmission and Distribution], 2013, no. 5 (20), pp. 80–82. (in Russ.)
14. Raubal' E.V., Rashevskaya M.A., Gamazin S.I., Loginova S.V. [Prospects of Application of Electric Energy Storage Devices for 0,4 kV Power Supply Networks]. *Vestnik MEI* [Bulletin of Moscow Power Engineering Institute], 2013, no. 3, pp. 55–57. (in Russ.)
15. Baluev D.Yu., Zyryanov V.M., Kir'yanova N.G., Prankevich G.A. [Method of Calculation of the Main Parameters of the Energy Storage According to the Experimental Load Diagrams]. *Vestnik IrGTU* [Vestnik of Irkutsk State Technical University], 2018, no. 5 (22), pp. 105–114. (in Russ.) DOI: 10.21285/1814-3520-2018-5-105-114
16. Latochkin I.V., Smolentsev N.I. [Selection of Energy Storage Parameters and Optimization of the Enterprise Power Supply System]. *Polzunovskiy vestnik* [Polzunovskii Herald], 2016, no. 4 (2), pp. 65–69. (in Russ.)
17. Zhang Y., Meng K., Luo F., Dong Z.Y., Wong K., Zheng Y. Optimal Allocation of Battery Energy Storage Systems in Distribution Networks with High Wind Power Penetration. *IET Renewable Power Generation*, 2016, no. 10 (8), pp. 1105–1113. DOI: 10.1049/iet-rpg.2015.0542
18. Xiao J., Zhang Z., Bai L., Liang H. Determination of the Optimal Installation Site and Capacity of Battery Energy Storage System in Distribution Network Integrated with Distributed Generation. *Generation Transmission & Distribution IET*, 2016, no. 3 (10), pp. 601–607. DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.0130
19. Sedghi M., Ahmadian A., Aliakbar-Golkar M. Optimal Storage Planning in Active Distribution Network Considering Uncertainty of Wind Power Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, no. 1 (31), pp. 304–316. DOI: 10.1109/tpwrs.2015.2404533
20. Zheng Y., Dong Z.Y., Luo F.J., Meng K., Qiu J., Wong K.P. Optimal Allocation of Energy Storage System for Risk Mitigation of DISCOs with High Renewable Penetrations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, no. 29, pp. 212–220. DOI: 10.1109/tpwrs.2013.2278850
21. Saboori H., Hemmati R. Maximizing DISCO Profit in Active Distribution Networks by Optimal Planning of Energy Storage Systems and Distributed Generators. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2017, no. 71, pp. 365–372. DOI: 10.1016/j.rser.2016.12.066
22. Qing Z., Nanhua Y., Xiaoping Z., You Y., Liu D. Optimal Siting & Sizing of Battery Energy Storage System in Active Distribution Network. *IEEE PES ISGT Europe 2013*, 2013, pp. 1–5. DOI: 10.1109/isgteurope.2013.6695235
23. Tant J., Geth F., Six D., Tant P., Driesen J. Multiobjective Battery Storage to Improve PV Integration in Residential Distribution Grids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2013, no. 1 (4), pp. 182–191. DOI: 10.1109/tste.2012.2211387
24. Chauhan A, Saini R. A Review on Integrated Renewable Energy System Based Power Generation for Stand-Alone Applications: Configurations, Storage Options, Sizing Methodologies and Control. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2014, no. 38, pp. 99–120. DOI: 10.1016/j.rser.2014.05.079
25. Semenova L.A., Inzhevatova A.O., Salimov R.M. [Analysis of Optimization Methods in Solving Problems of Selection of Installation Sites and Power Compensating Devices]. *Vserossiyskaya nauchno-metodicheskaya konferentsiya "Universitetskiy kompleks kak regional'nyy tsentr obrazovaniya, nauki i kul'tury"* [All-Russian Scientific-Methodical Conference "University Complex as a Regional Center of Education, Science and Culture"]. Orenburg, 2017, pp. 513–516. (in Russ.)
26. Fabio B., Roberto C., Valter P. Radial MV Networks Voltage Regulation with Distribution Management System Coordinated Controller. *Electric Power Systems Research*, 2008, no. 78, pp. 634–645. DOI: 10.1016/j.epsr.2007.05.007

27. Gerasimov S.E., Merkur'ev A.G. *Regulirovanie napryazheniya v raspredelitel'nykh setyakh* [Voltage Regulation in Distribution Networks]. St. Petersburg, 1998. 84 p.

Received 7 May 2019

ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Гусев, Ю.П. Разработка усовершенствованной методики выбора параметров и мест размещения систем накопления электроэнергии в распределительных электрических сетях / Ю.П. Гусев, П.В. Субботин // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2019. – Т. 19, № 2. – С. 48–61. DOI: 10.14529/power190206

FOR CITATION

Gusev Yu.P., Subbotin P.V. Novel Method for Sizing and Placement of Energy Storage Systems in Distribution Grids. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2019, vol. 19, no. 2, pp. 48–61. (in Russ.) DOI: 10.14529/power190206