

МЕТОДЫ ВЫБОРА МЕСТА УСТАНОВКИ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

В. А. Пасека

В настоящее время в существующих условиях цифровизации электрических сетей технологические решения, непосредственно направленные на повышение результативности электрических сетей, состоят в управлении пропускной способностью и напряжением линий электропередачи с применением регулируемых накопителей и распределенной генерации электрической энергии. На сегодняшний день отсутствует единая методика выбора места установки систем накопления электрической энергии. В статье проведено исследование и оценка существующих методов выбора мест размещения систем накопления электрической энергии. Предпринята попытка разработки основных критериев оптимальности для выбора места установки систем накопления электрической энергии, в зависимости от соответствующих целей использования накопителей. Осуществляется рассмотрение основных вариантов выбора места размещения и ключевых параметров систем накопления электрической энергии по таким критериям, как поддержание заданного напряжения в проблемных узлах и повышение доступной мощности технологического присоединения.

Ключевые слова: электрическая энергия, системы накопления электрической энергии, места размещения, критерии, регулирование напряжения, сглаживание пиков нагрузки.

Введение

В настоящее время актуальность использования систем накопления электрической энергии (СНЭЭ) повышается ежедневно, что обусловлено увеличением применения систем распределительной генерации на базе возобновляемых и нетрадиционных энергетических источников. Как пишут современные исследователи [1], мощность таких СНЭЭ в течение суток может значительно варьироваться. В свою очередь, проблема самостоятельного использования СНЭЭ в качестве активного дополнительного элемента электрических распределительных сетей на сегодняшний день недостаточно исследована.

Цель исследования: разработка методики выбора мест для размещения СНЭЭ для регулирования напряжения и сглаживания пиков нагрузки.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Выделены критерии оптимальности для выбора места установки СНЭЭ в зависимости от соответствующей цели использования накопителей.
2. Математически описана методика выбора места определения СНЭЭ.

Материалы и методы решения задач

В статье использовались следующие методы исследования: теоретические (анализ российских и зарубежных научных работ по проблеме исследования); аналитические (математический анализ).

1. Сглаживание пиков нагрузки

В распределительных пассивных сетях в результате выравнивания суточного графика электрических нагрузок можно достичь следующих основных преимуществ:

– повысить объем электрической энергии трансформаторной подстанции (ТП) – $\Delta W_{\text{ТП}}$, кото-

рая в течение суток может быть передана нагрузке, то есть мощность технологического присоединения;

– сократить капитальные финансовые вложения на модернизацию и строительство новых сетевых электрических объектов.

В настоящей статье максимальное значение $\Delta W_{\text{ТП}}$ будет принято как критерий выбора соответствующего места для установки системы накопления электрической энергии.

В научных исследованиях [2] отмечалось, что определение «сглаживание пиков нагрузки» состоит в поддержании и повышении для сетевого электрического оборудования суточной загрузки. В качестве места установки СНЭЭ могут быть рассмотрены шины низкого напряжения (0,4 кВ) недогруженного трансформатора на ТП. В этом случае при зарядке СНЭЭ коэффициент загрузки трансформатора может быть увеличен до 1. Разряд СНЭЭ во время пиковой нагрузки одновременно с этим позволяет передавать в нагрузку дополнительный объем электрической энергии.

Для разработки методики выбора мест для размещения СНЭЭ в настоящей статье предлагается ввести следующую совокупность показателей:

– $P_{\text{тех.прис}}$ – суточная доступная мощность технологического присоединения без перегрузки трансформатора ТП;

$$K_{\text{загр}} = \frac{\sum_{i=0}^{23} \frac{P_{\text{нги}}}{t_i}}{P_{\text{ном}}} - \text{коэффициент загрузки трансформатора ТП, который равен среднесуточному от-$$

ношению изменения нагрузки $\left\{ P_{\text{нги}} \right\}_{i=0,23} \frac{S_{\text{наг}}}{i}$ к номинальной трансформаторской мощности ТП $P_{\text{ном}}$;

– $P_{\text{нг}}$ – мощность нагрузки ТП;

- $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора ТП;
- $P_{\text{СНЭЭ}}$ – мощность разряда СНЭЭ, которая непосредственно соответствует мощности инвертора;
- $\eta_{\text{СНЭЭ}}$ – коэффициент энергоэффективности (0,85);
- $E_{\text{СНЭЭ}}$ – емкость накопителя СНЭЭ;
- $E_{\text{пика}}$ – объем электрической энергии, который нужен для покрытия в сутки пиковой части нагрузки.

Важно также подчеркнуть, что при разработке методики для определения места для размещения СНЭЭ требуется принимать во внимание временные интервалы разряда и заряда СНЭЭ. На интервале времени режим разряда будет определять ток разряда накопителя и мощность преобразователя, его можно будет определить по следующей формуле:

$$t_{\text{max}} \in \left\{ P_{\text{нг}}^{K_{\text{зар}}=1} > P_{\text{ном}} \right\}. \quad (1)$$

В свою очередь, режим заряда будет определять емкость накопителя на следующем временном интервале:

$$t_{\text{min}} \in \left\{ P_{\text{нг}}^{K_{\text{зар}}=1} \leq P_{\text{ном}} \right\}. \quad (2)$$

Показателем ΔT также обозначим приращение времени с шагом в 1 с.

Предположим, что коэффициент загрузки трансформатора ТП составляет 0,45 в нормальном режиме, прирост нагрузок осуществляется равномерно со временем, определим доступную мощность технологического присоединения по следующей формуле при $K_{\text{зар}} = 0,45$:

$$P_{\text{тех.прис}} = P_{\text{ном}} - \max \left\{ P_{\text{нг}}^{K_{\text{зар}}=0,45} \right\} \frac{S_{\text{наг}}}{i=0,23}. \quad (3)$$

Итак, было установлено значение нагрузки, которую к данной ТП можно подключить без замены трансформатора до установки СНЭЭ. Следующим шагом считается определение емкости накопителя СНЭЭ ($E_{\text{СНЭЭ}}$) и объем пика электрической энергии ($E_{\text{пика}}$). Так, при $K_{\text{зар}} = 1$ объем электрической энергии, которую можно накопить и отдать будут одинаковы. Примем значение энергоэффективности СНЭЭ равным 0,85, в таком случае требуется соответствие условию: $E_{\text{пика}} < E_{\text{СНЭЭ}}$. На основе расчетов установлено, что при $K_{\text{зар}} = 0,98$ всегда будет выполняться такое условие. В силу данного факта по следующей формуле можно определить емкость, которая требуется непосредственно

для покрытия пика нагрузки в сутки для соответствующего узла сети:

$$E_{\text{пика}} = \sum_{j=t}^T (P_{\text{нг}_j}^{K_{\text{зар}}=0,98} - P_{\text{ном}}) \Delta T, \quad t \leq t_{\text{max}} \leq T. \quad (4)$$

Можно определить емкость накопителя СНЭЭ для узла электросети:

$$E_{\text{СНЭЭ}} = \sum_{j=t}^T (P_{\text{ном}} - P_{\text{нг}_j}^{K_{\text{зар}}=0,98}) \Delta T. \quad (5)$$

Емкость отдачи СНЭЭ можно определить по следующей формуле:

$$E_{\text{отд}} = E_{\text{СНЭЭ}} \eta_{\text{СНЭЭ}}. \quad (6)$$

Провести корректировку выбора необходимой энергетической емкости ($\Delta W_{\text{ТП}}$) предлагается осуществлять по следующей формуле:

$$\Delta W_{\text{ТП}} = E_{\text{отд}} - E_{\text{пика}} \geq 0. \quad (7)$$

Проведение представленной выше корректировки позволяет подтвердить тот факт, что будет достаточно емкости СНЭЭ для покрытия пика нагрузки с продолжительностью $t_{\text{max}} \in \left\{ P_{\text{нг}}^{K_{\text{зар}}=0,98} > P_{\text{ном}} \right\}$ и мощностью

$$\max \left\{ P_{\text{нг}_i}^{K_{\text{зар}}=0,98} \right\} \frac{S_{\text{наг}}}{i=0,23}.$$

После осуществления всех вычислений, описанных выше, необходимо рассчитать мощность СНЭЭ:

$$P_{\text{СНЭЭ}} = \max \left\{ P_{\text{нг}_i}^{K_{\text{зар}}=0,98} \right\} \frac{S_{\text{наг}}}{i=0,23} - P_{\text{ном}}. \quad (8)$$

Таким образом, при расчете всех показателей можно установить необходимые параметры СНЭЭ для дальнейшего результативного сглаживания пика нагрузки и при источниках генерации распределительного характера, и при распределительной сети пассивного типа.

Необходимо также отметить, что наиболее логично размещать СНЭЭ в узле сети, в котором у технологического присоединения доступная мощность максимально повысилась после установки СНЭЭ.

2. Регулирование напряжения

В узлах сети, как известно, к снижению уровней напряжения, а также сетевой пропускной способности приводит повышение потребления реактивной мощности [3]. В научных исследованиях [4] указы-

валось, что к повышению напряжения в сети может приводить значительно изменяющаяся и непрогнозируемая мощность от распределяемой генерации на базе источников нетрадиционной генерации в течение суток. Ряд исследователей [5] отмечали, что к колебаниям и медленным изменениям напряжения приводят наличие резкопеременной нагрузки и значительная неравномерность нагрузки.

В статье [6] указывается, что по показателю сокращения до минимального уровня потерь активной мощности путем оптимального распределения в сети реактивной мощности решалась задача регулирования напряжения. Полагаем, что в распределительной сети ключевую задачу по выбору места для размещения системы накопления электрической энергии требуется решать с использованием показателя по максимизации вклада поддержания соответствующего заданного напряжения в проблемном узле.

В распределительных сетях, как отмечается в исследовании [7], компенсация реактивной мощности непосредственно оказывает регулировочный слабый эффект по напряжению, так как для линий такого класса напряжений имеет низкое значение отношения $\frac{X}{R}$. В [8] указано, что для линий высших классов напряжений отношение $\frac{X}{R}$ может быть в 5 – 8 раз выше, чем у линий электрических передач низших классов. Кроме того, данное значение еще выше у трансформаторов.

Итак, приведенное выше, позволяет прийти к выводу о том, что использование СНЭЭ, которая может сокращать переток активной мощности в максимальные часы генерации или нагрузки, может приводить к снижению отклонения напряжений от номинальных значений в сетевых узлах в результате оказания действий по регулированию.

По следующей формуле можно определить коэффициент поддержания заданного напряжения для i -го сетевого узла:

$$K_{ni} = \frac{(U_i - U_{\min})(U_{\max} - U_i)|P_i|}{(U_{\text{ном}} - U_{\min})(U_{\max} - U_{\text{ном}})\sum_{j=1}^n |P_j|}, \quad (9)$$

где P_j – мощность участка сети; P_i – общая мощность нагрузки в соответствующем i -м узле; $U_{\min, \max}$ – пределы изменения напряжения в узле (нижний и верхний); $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение узла; U_i – значение напряжения в i -м узле.

Если коэффициент имеет отрицательное значение, то в узле напряжение не соответствует предельным заданным значениям U_{\min} и U_{\max} . Соответственно, чем больше суммарное значение рассматриваемого коэффициента, тем ближе к номинальным значениям уровни напряжений сети.

Важно отметить тот факт, что при выборе места размещения СНЭЭ для поддержания заданного напряжения в узле сети нужно рассчитать значения коэффициента для всех узлов рассматриваемого участка сети в режиме максимальных нагрузок.

Таким образом, разработанная модель позволяет осуществить результативный выбор места для размещения СНЭЭ с целью улучшения во всей сети уровней напряжения и поддержания напряжения в «проблемных» узлах.

Заключение

Для разработки методики определения места установки СНЭЭ были рассмотрены ключевые вопросы, касающиеся определения параметров установки для регулирования напряжения, а также сглаживания пиков нагрузки.

В процессе проведенного исследования была разработана методика для выбора мест размещения СНЭЭ в электрических распределительных сетях для регулирования напряжения и сглаживания пиков нагрузки в течение суток. Основными критериями, которые послужили для разработки авторской методики, стали: критерий поддержания заданного напряжения в проблемных сетевых узлах и критерий повышения доступной технологической мощности присоединения. Первый критерий используется для регулирования напряжения, второй – для сглаживания пиков нагрузки при выборе места установки СНЭЭ.

Литература

1. Divya, K. Battery energy storage technology for power systems – An overview / K. Divya, J. Ostergaard // Electric Power Systems Research. – 2009. – № 79. – P. 511–520.
2. 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. – №2. – С. 48–61.
3. Васильев, А. С. Управляемые электропередачи на базе сетевой электроники : учебное пособие. Часть 1. Методическое и технологическое обеспечение управления режимом по напряжению и реактивной мощности / А. С. Васильев, Р. А. Уфа ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2021. – 142 с.

4. Chauhan, A. A review on integrated renewable energy system based power generation for standalone applications: configurations, storage options, sizing methodologies and control / A. Chauhan, R. Saini // *Renew Sustain Energy Rev.* – 2014. – № 38. – P. 99–120.
5. Снижение потерь электроэнергии, возникающих при резкопеременной нагрузке, с помощью продольной компенсации / В. В. Черепанов, В. Г. Басманов, Н. С. Бакшаева и [др.] // *Современные проблемы науки и образования.* – 2013. – № 6. – С. 60.
6. 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 // *Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры : сборник материалов Всероссийской научно-методической конференции.* – Оренбург : ФГБОУ ВО «ОГУ», 2017. – С. 513–516.
7. Fabio, B. Radial MV networks voltage regulation with distribution management system coordinated controller / B. Fabio, C. Roberto, P. Valter // *Electric Power Systems Research.* – 2008. – № 78. – P. 634–645.
8. Лемма, Б. М. Оптимизация установившихся режимов работы энергосистемы Эфиопии по напряжению и реактивной мощности : специальность 05.14.02 «Электростанции и электроэнергетические системы» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Лемма Берека Мескеле ; Санкт-Петербургский государственный технический университет. – Санкт-Петербург, 2002. – 18 с.

Поступила в редакцию 26.10.2024

*Василий Анатольевич Пасека, аспирант, e-mail: paseka.vasya@inbox.ru.
(Санкт-Петербургский политехнический университет имени Петра Великого).*

METHODS OF SELECTING THE INSTALLATION LOCATION OF ELECTRIC ENERGY STORAGE SYSTEMS

V. A. Paseka

Currently, in the current conditions of digitalization of electric networks, technological solutions directly aimed at improving the efficiency of electric networks consist in controlling the capacity and voltage of power transmission lines using regulated storage devices and distributed generation of electric energy. To date, there is no single methodology for choosing the installation location of electric energy storage systems. The article examines and evaluates existing methods for selecting locations for electric energy storage systems. An attempt has been made to develop basic optimality criteria for choosing the installation location of electric energy storage systems, depending on the respective purposes of using the storage devices. Consideration is given to the main options for choosing the location and key parameters of electric energy storage systems according to criteria such as maintaining a set voltage in problem nodes and increasing the available capacity of the technological connection.

Key words: electric energy, electric energy storage systems, locations, criteria, voltage regulation, smoothing of discharge types.

References

- Divya, K. Battery energy storage technology for power systems – An overview / K. Divya, J. Ostergaard // *Electric Power Systems Research.* – 2009. – Vol. 79. – P. 511–520.
- Gusev, Yu. P. Development of an improved methodology for selecting parameters and locations of power storage systems in distribution electric networks / Yu. P. Gusev, P. V. Subbotin // *Bulletin of SUSU. Series: Energy.* – 2019. – Vol. 2. – P. 48–61.
- Vasiliev, A. S. Controlled power transmission based on network electronics : a textbook. Part 1. Methodological and technological support for voltage and reactive power control / A. S. Vasiliev, R. A. Ufa ; Tomsk Polytechnic University. – Tomsk : Publishing House of Tomsk Polytechnic University, 2021. – 142 p.
- Chauhan, A. A review on integrated renewable energy system based power generation for standalone applications: configurations, storage options, sizing methodologies and control / A. Chauhan, R. Saini // *Renew Sustain Energy Rev.* – 2014. – Vol. 38. – P. 99–120.
- Reduction of electricity losses arising from with the help of longitudinal compensation / V. V. Cherepanov, V. G. Basmanov, N. S. Bakshayeva and [others] // *Modern problems of science and education.* – 2013. – Vol. 6. – P. 60.
- Semenova L. A., Injevatova A. O., Salimov R. M. Analysis of optimization methods in solving problems of choosing installation sites and capacities of compensating devices // *University complex as a regional center of education, science and culture : collection of materials of the All-Russian scientific and Methodological Conference.* – Orenburg : OSU Federal State Budgetary Educational Institution, 2017. – P. 513–516.
- Fabio, B. Radial MV networks voltage regulation with distribution management system coordinated controller / B. Fabio, C. Roberto, P. Walter // *Electric Power Systems Research.* – 2008. – Vol. 78. – P. 634–645.
- Lemma, B. M. Optimization of steady-state modes of operation of the Ethiopian energy system in terms of voltage and reactive power : specialty 05.14.02 «Power plants and electric power systems» : abstract of the dissertation for the degree of Candidate of Technical Sciences / Lemma Bereka Meskele ; St. Petersburg State Technical University. – St. Petersburg, 2002. – 18 p.

*Vasily Anatolievich Paseka, Graduate student, e-mail: paseka.vasya@inbox.ru.
(Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University).*