

Информация об авторах

Алейников Дмитрий Павлович – канд. техн. наук, доцент кафедры информационных технологий, Восточно-Сибирский институт МВД России, младший лейтенант полиции, г. Иркутск, e-mail: dmitriy-aleinikov@mail.ru

Зык Артемий Владимирович – преподаватель кафедры информационных технологий, Восточно-Сибирский институт МВД России, капитан полиции, г. Иркутск, e-mail: zav633@gmail.com

Information about the authors

Dmitrii P. Aleinikov – Ph.D. in Engineering Science, Associate Professor of the Subdepartment of Information Technology, the East Siberian Institute of the Russian Federation Ministry of Internal Affairs, Irkutsk, e-mail: dmitriy-aleinikov@mail.ru

Artemii V. Zyk – Lecturer at the Subdepartment of Information Technology, the East Siberian Institute of the Russian Federation Ministry of Internal Affairs, Irkutsk, e-mail: zav633@gmail.com

DOI 10.26731/1813-9108.2021.2(70).84-92

УДК 621.31

Моделирование режимов электрических сетей, оснащенных устройствами распределенной продольной компенсации**В. П. Закарюкин¹✉, А. В. Крюков^{2,3}**¹ООО «Smart grid», г. Иркутск, Российская Федерация²Иркутский государственный университет путей сообщения, г. Иркутск, Российская Федерация³Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Российская Федерация

✉ zakar49@mail.ru

Резюме

В настоящее время активно развивается технология управления режимами электроэнергетических систем, основанная на применении устройств распределенной продольной компенсации на воздушных линиях электропередачи. Основные преимущества таких устройств заключаются в следующем: возможность централизованного или автономного регулирования тока линии; высокая надежность благодаря тому, что выход из строя одного устройства не окажет заметного влияния на систему в целом; ослабленная реакция на типичные аварийные ситуации; простая замена вышедшего из строя устройства; быстрая процедура монтажа; минимизация кольцевых потоков мощности и снижение потерь; уменьшение капитальных затрат для повышения передаваемой мощности. Для практического внедрения устройств распределенной продольной компенсации требуется разработка компьютерных моделей, обеспечивающих адекватное моделирование режимов сложных электрических сетей, оснащенных распределенными устройствами продольной компенсации. Такие модели могут быть сформированы на базе методов определения режимов электроэнергетических систем в фазных координатах, разработанных в Иркутском государственном университете путей сообщения. В статье представлены результаты исследований, направленных на разработку компьютерных моделей устройств распределенной продольной компенсации, предназначенных для расчетов электроэнергетических систем в фазных координатах. Результаты исследований показали, что разработанные модели обеспечивают адекватное моделирование режимов электрических сетей, оснащенных распределенными устройствами продольной компенсации. Модели этих устройств реализованы на базе мультифазного представления элементов электроэнергетических систем и могут применяться для решения следующих задач: определение нормальных, аварийных и неполнофазных режимов электроэнергетических систем, оснащенных устройствами распределенной продольной компенсации, а также расчет электромагнитных полей, создаваемых линиями электропередачи, на которых установлены данные устройства.

Ключевые слова

устройства распределенной продольной компенсации, режимы электрических сетей, моделирование, воздушная линия электропередачи

Для цитирования

Закарюкин В. П. Моделирование режимов электрических сетей, оснащенных устройствами распределенной продольной компенсации / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2021. – № 2 (70). – С. 84–92. – DOI: 10.26731/1813-9108.2021.2(70).84-92

Информация о статье

поступила в редакцию: 22.02.2021, поступила после рецензирования: 05.03.2021, принята к публикации: 15.03.2021

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № 0667-2020-0039)

Simulating the modes of electrical networks equipped with a distributed static series compensator system

V. P. Zakaryukin¹✉, A. V. Kryukov^{2,3}

¹ OOO “Smart grid”, Irkutsk, the Russian Federation

² Irkutsk State Transport University, Irkutsk, the Russian Federation

³ Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, the Russian Federation

✉ zakar49@mail.ru

Abstract

Currently, the technology of controlling the modes of electric power systems, based on the application of the distributed static series compensators (DSSC) on overhead power transmission lines, is actively developing. The main advantages of distributed static series compensators are as follows: the possibility of centralized or autonomous regulation of the line current; high reliability due to the fact that the failure of one device will not have a noticeable impact on the system as a whole; weakened response to typical emergency situations; simple replacement of a failed device; fast installation procedure; minimization of ring power flows and reduction of losses; reduced capital costs to increase power flows. To implement distributed static series compensators into practical use, it is required to develop computer models that provide adequate simulation of the modes of complex electrical networks equipped with distributed static series compensators. Such models can be formed on the basis of methods of determining the modes of electric power systems in phase coordinates, developed at the Irkutsk State Transport University. The article presents the results of research intended to develop computer models of distributed static series compensators designed to calculate the modes of complex electrical networks in phase coordinates. The results of the research have shown that the developed models provide adequate simulation of the modes of electrical networks equipped with distributed static series compensators. Models of distributed static series compensators are implemented on the basis of multiphase representation of elements of electric power systems (EPS) and can be used to solve the following problems: determination of normal, emergency and open-phase modes of electric power systems equipped with distributed static series compensators; calculation of electromagnetic fields generated by power lines on which the distributed static series compensators are installed.

Keywords

distributed static series compensators, modes of electrical networks, simulation, overhead power transmission line

For citation

Zakaryukin V. P., Kryukov A. V. Modelirovanie rezhimov elektricheskikh setei, osnashchyonnykh ustroystvami raspredelyonnoi prodol'noi kompensatsii [Simulating the modes of electrical networks equipped with a distributed static series compensator system]. *Sovremennye tekhnologii. Sistemyi analiz. Modelirovanie* [Modern Technologies. System Analysis. Modeling], 2021, No. 2 (70), pp. 84–92. – DOI: 10.26731/1813-9108.2021.2(70).84-92

Article info

Received: 22.02.2021, Revised: 05.03.2021, Accepted: 15.03.2021

Acknowledgements

The study was carried out with the financial support of a grant from the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. 0667-2020-0039)

Введение

Для управления режимами электрических сетей разрабатываются новые типы оборудования на базе силовой электроники. К ним относятся устройства распределенной продольной компенсации (УРПК) или распределенные статические компенсаторы последовательного типа (distributed static series compensator, DSSC) [1, 2]. Эти устройства (рис. 1) позиционируются как эффективная альтернатива локальным средствам продольной компенсации большой мощности. Тем не менее, параллельно проводятся исследования возможностей применения и локального оборудования [3, 4]. Классические устройства продольной компенсации (УПК) имеют мощности в диапазоне 10–300 МВ·А и применяются в сетях напряжением 110–500 кВ [2]. В целом элементы последовательного типа имеют большие перспекти-

вы и применимы для регулирования потоков мощности в линиях [2–8].

Интерес к устройствам DSSC возник довольно давно [9, 10], в частности в связи с исследованиями возможности передачи электроэнергии по однофазной линии [11, 12]. В условиях происходящего в настоящее время перехода к масштабной цифровизации электроэнергетики для практического внедрения УРПК требуется разработка компьютерных моделей, обеспечивающих адекватное моделирование режимов электрических сетей, оснащенных малогабаритными УПК. Известен ряд исследований в направлении моделирования систем с DSSC [11–17], выполненных, в частности, на базе комплексов PSCAD / EMTDC и MatLab / Simulink. Однако эти модели ограничивались рамками отдельных устройств или линиями с набором DSSC. Вместе с

тем для анализа взаимодействия электрических систем с линиями электропередачи (ЛЭП), оснащенных DSSC, необходимы комплексные модели электрических систем в целом. Такие модели могут быть сформированы на базе методов определения режимов электроэнергетических систем, разработанных в ИрГУПС [18, 19]. В основу этой технологии моделирования, реализованной в программном комплексе (ПК) Fazonord, положен подход, базирующийся на пофазном представлении элементов электроэнергетических систем (ЭЭС).

Структура и характеристики устройства распределенной продольной компенсации

Как отмечено в статье [5], УРПК формируется модулями мощностью 10 кВ·А, размещаемыми на проводах воздушной линии. В работе [2] указывается, что мощность устройства может лежать в пределах 1–20 кВ·А. Каждый модуль (рис. 1) имеет в своем составе трансформатор, первичной обмоткой которого является провод линии, полупроводниковый преобразователь с индуктивно-емкостным накопителем, систему управления и модуль связи для дистанционного управления.

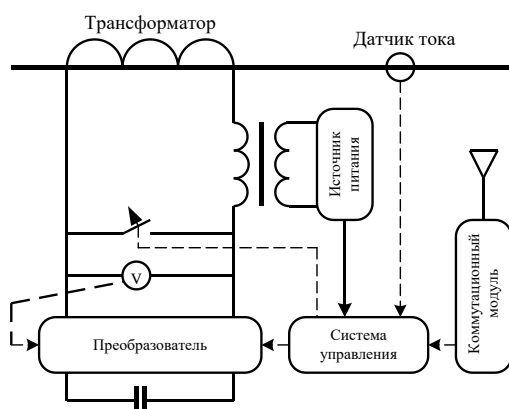


Рис. 1. Схема малогабаритного устройства продольной компенсации

Fig. 1. The schematic of a compact distributed static series compensator

С помощью совокупности таких модулей можно увеличивать импеданс ЛЭП для снижения тока при наличии параллельной цепи или уменьшать этот параметр для увеличения токовой нагрузки. Каждый модуль способен инжектировать в провод линии 13 В напряжения при токе 750 А, т. е. обеспечивать добавку индуктивного или емкостного сопротивления величиной 17 мОм [5]. Схожие параметры имеет устройство, разрабатываемое Энергетическим институтом имени Г.М. Кржижиновского совместно с Научно-техническим центром федеральной сетевой компании единой энергетической системы: значение добавляемого сопротивления может быть выбрано из двух величин 7,85 и 15,7 мОм при токах до 750 А [1].

Параметры одновиткового трансформатора в публикациях не приведены, но из статьи [2] следует, что коэффициент трансформации равен 1:20 или менее. В этой же статье приведено примерное значение 1:75 при 500 В вторичной обмотки трансформатора и 7 В первичной, что для тока 1 500 А дает 10 кВ·А мощности и обеспечивает сравнительно небольшие вторичные токи даже при аварийных ситуациях. УРПК должно инжектировать в линию две составляющие напряжения: одно из них является реактивным по отношению к току, второе — сфазировано с ним для компенсации активных потерь инвертора.

Максимальные значения вводимого импеданса могут достигать до 10–20 % импеданса линии при номинальных токах [2]. Это означает необходимость введения до 0,04–0,08 Ом на 1 км провода, т. е. с учетом каждого фазного провода, 15–30 устройств на 1 км, или 3–6 устройств на пролет между опорами.

В работе [7] рассмотрен аспект сенсорного анализа для решения задачи оптимального размещения и управления устройствами УРПК и предпринята попытка аппроксимации задачи в линейной постановке, при которой воздействие устройств представлено в форме небольших возмущений реактансов линий в уравнениях баланса мощностей. Представленная методика позволяет определить необходимые инъекции реактансов для достижения требуемого эффекта в ЭЭС в целом.

В этой же работе указано на три возможных эффекта применения УРПК: снижение тока линии, корректировка напряжений шин и снижение реактивной генерации источников электроэнергии. Надо заметить, что перечисленные возможности достаточно проблематичны ввиду малости импеданса линии по сравнению с сопротивлением нагрузки, а приведенные в [6] иллюстрации не учитывают активного сопротивления линии и ее емкостной генерации. Там же, со ссылкой на [7], отмечено, что стоимость УРПК составляет 100 долл. на 1 кВ·А, в то время как стоимость строительства новой ЛЭП оценивается в 1 000 долл. на одну мегаватт-милю. В статье [8] отмечен фактор снижения потерь в линиях.

Основные преимущества УРПК заключаются в следующем:

- возможность централизованного или автономного регулирования тока линии;
- осуществление оперативного контроля температуры проводов и автоматического ограничения тока в зависимости от температуры;
- высокая надежность благодаря тому, что выход из строя одного устройства не окажет заметного влияния на систему в целом;
- ослабленная реакция на типичные аварийные ситуации;
- простая замена вышедшего из строя устройства и быстрая процедура монтажа;

- возможность минимизации кольцевых потоков мощности и снижения потерь;
- снижение капитальных затрат для увеличения потоков мощности [2].

Технико-экономические характеристики устройства распределенной продольной компенсации

Пример расчета режима с устройствами УРПК в сопоставлении с локальными УПК приведен в работе [2], где рассмотрены линии трех напряжений: 138, 345 и 765 кВ, а оценочные расчеты выполнены для линии 138 кВ.

Предельный ток рассмотренной линии принят равным 770 А при реактансе 0,79 Ом/миля = 0,49 Ом/км, падение напряжения при номинальном токе равно 608 В/миля = 378 В/км. Если для компенсации принять 1 % от этой величины, т. е. 6,1 В/миля, то это приводит с учетом трех проводов линии к мощности УРПК 14 кВА/миля = 8,7 кВ·А/км. При мощности единичного устройства 10 кВ·А требуется 0,87 устройства на 1 км. Для варьирования импеданса линии в пределах $\pm 20\%$ требуется 280 кВ·А мощности или 28 устройств на одну милю, т. е. примерно 9 устройств на каждый провод трехфазной линии на одну милю или 5,8 единиц на 1 км. При этом расстояние между соседними устройствами составит 172 м.

Далее приведены схемы сети, использованные в примере статьи [2] (рис. 2) при длинах линий 20 и 30 миль (32,2 и 48,3 км). Для указанных на этом рисунке соотношений активных и реактивных сопротивлений подходит линия с проводами АС-400, но длины для получения нужных сопротивлений требуются увеличить: необходимо 41,2 км и 61,8 км. В этой ситуации при пределах компенсации $\pm 20\%$ необходима инъекция сопротивления $\pm j3,2$ Ом для первой линии и $\pm j4,8$ Ом для второй, т. е. $\pm j78$ мОм/км. Если единичное УРПК обеспечивает пределы регулирования $\pm j15$ мОм, то необходимо 5 единиц на 1 км при расстоянии примерно 200 м между единичными УРПК. Очевидно, что при централизованном управлении системой устройств нет необходимости в плавной регулировке, достаточно обеспечить крайние и нулевые значения; с большой точностью регулирование будет обеспечено включением нужного числа устройств. При номинальном токе линии 750 А мощность единичного устройства составит 8,5 кВ·А. Общее количество таких устройств равно 640 для первой линии и 960 для второй с учетом трех фазных проводов.

Как указано в статье [2], при среднегодовом росте передаваемой по 30-мильной линии мощности в 2,5 % через 30 лет ток достигнет максимально допустимого по термической стойкости. Для управления потоком мощности по линии потребуется 19 МВ·А

мощности локального устройства, которое должно быть установлено в начале первого года рассматриваемого периода, или можно будет устанавливать по 0,64 МВ·А мощности УРПК ежегодно в течение 30 лет. В конце периода по линии будет передаваться примерно вдвое больше мощности, чем в начале (около 170 МВт против 81 МВт). Приведены данные из [2] по стоимости оснащения линии (табл. 1).

Таблица 1. Сопоставление стоимости локального устройства и устройств распределенной продольной компенсации, млн. долл.

Table 1. The comparison of the cost of a local device and distributed static series compensators, doll. mln

Показатель	Локальное	Распределенное
Стоимость оборудования с учетом дисконтирования	4,17	1,91
Стоимость энергии через 30 лет	2,69	1,46
Суммарная стоимость мероприятия	6,86	3,37

В этой таблице заложена первоначальная стоимость 100 долл./кВ·А, шестипроцентный ежегодный рост стоимости капитала, номинальные потери энергии 2,5 % и стоимость электроэнергии 25 долл./МВт·ч. Капитальные затраты на современные УПК составляют 120–150 долл./кВ·А, а ожидаемые капитальные затраты УРПК ниже 100 долл./кВ·А. Преимущества УРПК очевидны. Кроме того, вложение средств на монтаж УРПК может быть остановлено на любой стадии при меньших темпах роста энергопотребления.

Методика и результаты моделирования

Моделирование режимов схем (рис. 2) проведено на основе пофазного подхода, реализованного в ПК Fazonord [9], использующим решетчатые схемы замещения (РСЗ) с полносвязной топологией.



Рис. 2. Схемы сети без устройства распределенной продольной компенсации (а) и с устройством (б)
Fig. 2. Schematics of a network without a compact distributed static series compensator (a) and with a compact distributed static series compensator (b)

Для каждой из ЛЭП, входящих в состав моделируемой сети, матрица проводимостей РСЗ может быть получена из следующего соотношения:

$$\underline{\mathbf{Y}}_k = -\mathbf{M}_k \underline{\mathbf{Z}}_k^{-1} \mathbf{M}_k^T + j\omega \mathbf{C}_k,$$

где $\underline{\mathbf{Z}}_k$ – симметричная матрица сопротивлений с размерностью $r \times r$; $j = \sqrt{-1}$; $\omega = 314$ рад/с; $\mathbf{M}_k = [\mathbf{E}_r \quad -\mathbf{E}_r]^T$; \mathbf{E}_r – вектор-строка размерностью r , составленная из единиц; \mathbf{C}_k – матрица емкостных проводимостей.

Последняя определяется как

$$\mathbf{C}_k = 0,5 \begin{bmatrix} \mathbf{B}_k & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{B}_k \end{bmatrix},$$

где $\mathbf{B}_k = \mathbf{A}^{-1}$; \mathbf{A} – матрица потенциальных коэффициентов.

Матрица проводимостей РСЗ для силовых трансформаторов определяется следующим образом:

$$\underline{\mathbf{Y}}_k = -\mathbf{M}_k \underline{\mathbf{Z}}_k^{-1} \mathbf{M}_k^T;$$

$$\underline{\mathbf{Z}}_k = \underline{\mathbf{Z}}_T - j\omega \mathbf{W}_1 \mathbf{R}_M^{-1} \mathbf{W}_2,$$

где $\underline{\mathbf{Z}}_T$ – матрица электрических сопротивлений обмоток трансформатора; \mathbf{R}_M – матрица магнитных сопротивлений; $\mathbf{W}_1, \mathbf{W}_2$ – матрицы, составленные из чисел витков обмоток трансформатора.

Результирующая матрица проводимостей сети $\underline{\mathbf{Y}}_\Sigma$ формируется следующими преобразованиями:

$$\underline{\mathbf{Y}}_\Sigma = \mathbf{M}_\Sigma \underline{\mathbf{Y}}_V \mathbf{M}_\Sigma^T,$$

где $\underline{\mathbf{Y}}_V = \text{diag } \underline{\mathbf{Y}}_k$; \mathbf{M}_Σ – обобщенная матрица инцидентий блочного типа.

Система нелинейных уравнений установившегося режима записывается так:

$$\underline{\mathbf{Y}}_\Sigma^* \dot{\mathbf{U}} = \text{diag } \frac{\tilde{S}_i}{\dot{U}_i} - \underline{\mathbf{Y}}_B \dot{\mathbf{U}}_B, \quad (1)$$

где $\dot{\mathbf{U}}_B$ – вектор напряжений балансирующих узлов; $\underline{\mathbf{Y}}_B$ – блок матрицы $\underline{\mathbf{Y}}_\Sigma$, соответствующий ветвям сети, связанным с балансирующими узлами; $\underline{\mathbf{Y}}_\Sigma^*$ –

матрица $\underline{\mathbf{Y}}_\Sigma$, в которой убраны строки и столбцы, отвечающие балансирующим узлам.

После разделения вещественных и мнимых составляющих система (1) может быть представлена в следующем виде:

$$\mathbf{F}(\mathbf{U}, \varphi) = \mathbf{0}, \quad (2)$$

где \mathbf{U} – вектор модулей узловых напряжений; φ – вектор фаз.

Решение нелинейной системы (2) может осуществляться итерационными методами Ньютона или Гаусса. Подробное описание алгоритмов формирования и решения уравнений (2) приведено в работе [9].

Процедура моделирования сетей, схемы которых показаны (см. рис. 2), включала пять этапов:

1. Подбор линии с параметрами, удовлетворяющими представленным (см. рис. 2) сопротивлениям.

2. Подготовка модели трансформатора с параметрами, соответствующими выдаче на зажимах первичной обмотки индуктивного или емкостного реактанса $\pm j30$ мОм при присоединении к вторичной обмотке модели соответствующего реактивного элемента. Значение 30 мОм выбрано исходя из возможного максимального значения инжектируемого реактанса, а также по соображению получения приемлемой расчетной схемы при развертывании модели с набором УРПК. Ввиду конструктивной близости одновиткового трансформатора к трансформатору тока (ТТ) на расчетной схеме этот элемент показан как ТТ.

3. Составление расчетных схем с моделями ЛЭП и RL-элементами, отвечающими схеме УРПК.

4. Подготовка расчетной схемы, отвечающей совокупности распределенных устройств компенсации.

5. Проведение расчетов режимов в фазных координатах для ситуаций, представленных в работе [2].

Модели в фазных координатах представлены (рис. 3). Они использовались для подбора проводов линии и ее длины. На схеме показаны три источника

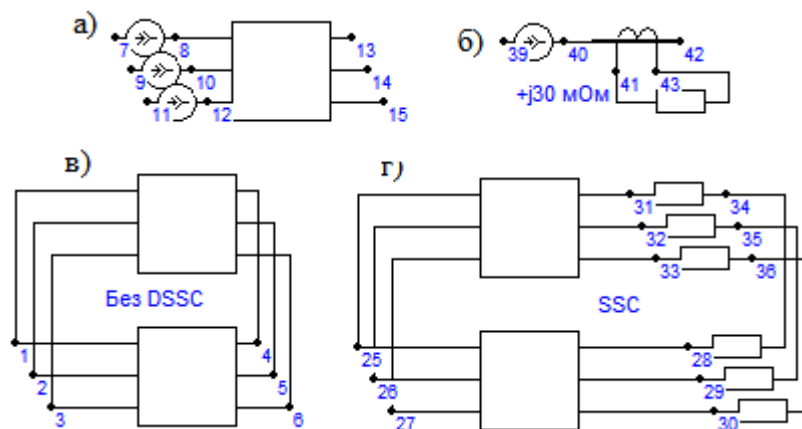


Рис. 3. Модели схемы в программном комплексе Fazonord
Fig. 3. Circuit models in the Fazonord software package

с симметричной системой токов по 1 000 А, при которой напряжение узлов 8, 10, 12 численно равно сопротивлению фазы ЛЭП. Схема (см. рис. 2, б) использована для подбора параметров трансформатора и его нагрузки по критерию обеспечения нужного реактанса. Напряжение узла 40 при токе источника 1 000 А численно равно вносимому комплексному сопротивлению, которое в модели получалось чисто реактивным. Узлы 13–15 и 42 заземлялись шунтами большой проводимости.

Все модели линий (см. рис. 3) для устранения эффектов несимметрии за счет ЛЭП выполнены для ситуации полного шага транспозиции проводов. Как указано выше, в качестве линий, близких по параметрам к данным (см. рис. 1), выбраны две линии с проводами АС-400 с длинами 41,2 и 61,8 км. Параметры одновиткового трансформатора с нагрузкой его вторичной обмотки выбраны так, чтобы обеспечивать вносимый импеданс $\pm j30$ мОм.

В модели (см. рис. 3, в) отображается простейшая схема без УРПК и представлена схема с локальными устройствами (см. рис. 3, г), моделируемыми RL-элементами с параметрами (см. рис. 2). Узлы 1–6, 25–27, 34–36 объявлены балансирующими с симметричными напряжениями 79,7 кВ, с нулевыми углами узлов 1 и 25 и с углом $7,95^\circ$ узла 4 и $9,48^\circ$ узла 34. Результаты расчетов токов ЛЭП при таких условиях приведены (табл. 2), (рис. 4).

Как видно (см. табл. 2), использование модели

полностью транспонированной ЛЭП обеспечило практически симметричный режим системы. Некоторые расхождения с данными работы [2] связаны с учетом в ПК Fazonord собственных и взаимных емкостей проводов.

Расчетная схема с набором УРПК содержит 207 элементов ЛЭП, 625 моделей трансформаторов. Всего в схеме 2 507 узлов. Фрагмент схемы показан (рис. 5).

Верхняя ЛЭП (см. рис. 2) включала 103 элемента линий без транспозиции проводов длинами по 0,4 км и 309 трансформаторных моделей, воспроизводящих по $+j30$ мОм реактанса. Нижняя ЛЭП представлена 104 элементами линий, причем первый (левый) элемент (см. рис. 1) моделирует линию длиной 20,6 км с вносимым реактансом $-j1,55$ Ом, остальные элементы ЛЭП имеют длину по 0,4 км и вносят реактанс $-j30$ мОм. Балансирующие узлы представлены так же, как на (рис. 3). Такая конструкция позволяет обойтись сравнительно небольшим числом элементов, давая возможность получить распределение потенциалов вдоль ЛЭП и оценить вносимую линией несимметрию токов. Результаты расчета режима сведены (табл. 3).

Демонстрируются сравнительно небольшие различия средних результатов по фазным проводам от данных [2], но с разбросом токов по отдельным фазам (см. табл. 3).

В отличие от локальных моделей [2] представлен-

Таблица 2. Сопоставление токов линий и расчетов по модели в фазных координатах, А

Table 2. The comparison of line currents and phase-coordinate model calculations, A

Схема	Линия электропередачи	Провод фазы				Источник [2]	Различие, %
		А	В	С	Среднее		
Рис. 3, в	Верхняя	634,6	634,6	634,2	634,5	675	-6,0
	Нижняя	422,4	421,7	422,4	422,2	450	-6,2
Рис. 3, г	Верхняя	640,5	640,5	640,2	640,4	675	-5,1
	Нижняя	614,1	613,3	614,0	613,8	663	-7,4

Составлено по [2].

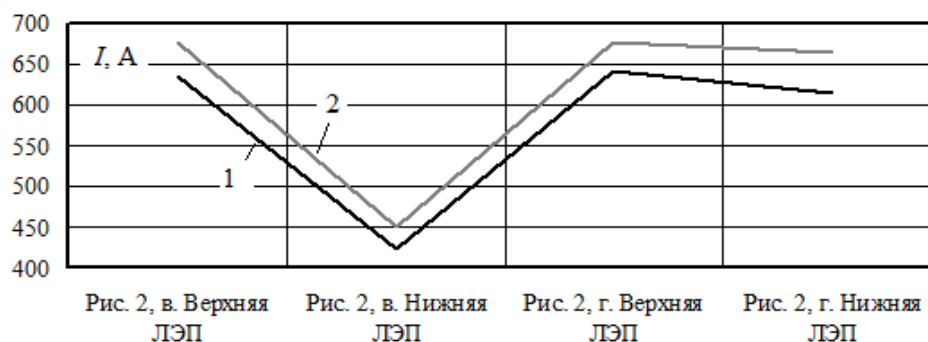


Рис. 4. Токи линии электропередачи:

1 – средние значения из трех фаз, полученные в программном комплексе Fazonord; 2 – токи по данным источника [2]

Fig. 4. Electric power transmission line currents: 1 – average values out of three phases obtained in the Fazonord software complex; 2 – currents according to data of the reference [2]

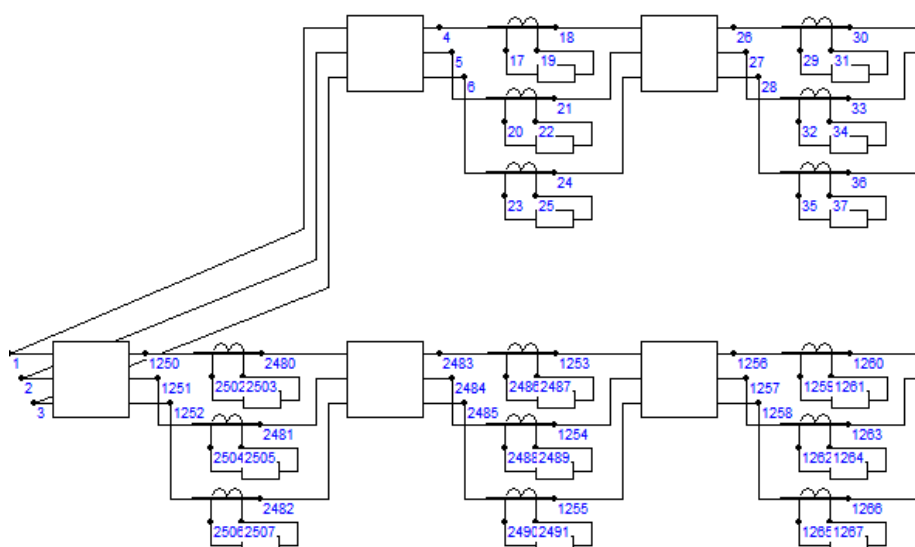


Рис. 5. Фрагмент схемы с устройством распределенной продольной компенсации
Fig. 5. A fragment of the schematic with a distributed static series compensator

Таблица 3. Сопоставление токов линий по источнику [2] и на модели (см. рис. 3) в фазных координатах, А

Table 3. The comparison of the line currents according to the reference [2] and on the model (see Fig. 3) in phase coordinates, A

Линия электропередачи	Провод фазы				Источник [2]	Различие, %
	A	B	C	Среднее		
Верхняя	668,2	683,3	672,0	674,5	675	-0,1
Нижняя	618,6	639,5	625,3	627,8	663	-5,6

ная технология моделирования может использоваться для расчетов режимов ЭЭС сложной структуры.

Заключение

Разработанные модели обеспечивают адекватное моделирование режимов электрических сетей, оснащенных УРПК.

Модели УРПК (DSSC) реализованы на базе пофазного представления элементов ЭЭС и могут применяться для решения следующих задач:

- определение нормальных, аварийных и неполнофазных режимов ЭЭС, оснащенных УРПК;
- расчет электромагнитных полей, создаваемых линиями электропередачи [10], на которых установлены УРПК.

Список литературы

1. Малогабаритные устройства продольной компенсации для воздушных линий электропередачи / Д.И. Панфилов, Ю.Г. Шакарян, М.Г. Асташев и др. // Электротехника. 2017. № 7. С. 78–82.
2. Divan D. A Distributed Static Series Compensator System for Realizing Active Power Flow Control on Existing Power Lines / D. Divan, W. Brumsickle, R. Schneider and others // IEEE transactions on power delivery. 2007. Vol. 22. №. 1. P. 642–649.
3. Чаплыгин Е.Е. Асташев М.Г., Расули К.В. Применение активных источников реактивной мощности для перераспределения потоков энергии в электрических сетях // Электротехника. 2013. № 12. С. 19–25.
4. Чаплыгин Е.Е. Асташев М.Г., Расули К.В. Исследование режимов работы и характеристик последовательных источников реактивной мощности // Электротехника. 2016. № 11. С. 66–71.
5. Kreikebaum F., Imayavaramban M., Divan D. Active Smart Wires: An Inverter-less Static Series Compensator // Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). 2010. DOI: 10.1109/ECCE.2010.5618305.
6. Brissette A. M. Performance Analysis and Design of Distributed Static Series Compensators for Transmission Line Reactance Control. A thesis submitted to the Faculty of the Graduate School of the University of Colorado for the degree of Doctor of Philosophy. Department of Electrical, Computer, and Energy Engineering. 2014. 131 p.
7. Das D., Kreikebaum F., Divan D., Lambert F. Reducing Transmission Investment to Meet Renewable Portfolio Standards Using Smart Wires // IEEE 2010 Transmission and Distribution Conference and Exposition. New Orleans, 2020. P. 1–7. DOI: 10.1109/TDC.2010.5484217.
8. Rogers K.M., Overbye T. J. Some Applications of Distributed Flexible AC Transmission System (D-FACTS) Devices in

Power Systems. DOI: 10.1109/NAPS.2008.5307314. IEEE Xplore. 9 p.

9. Using Distribution Static Compensators (D-STATCOMs) to Extend the Capability of Voltage-Limited Distribution Feeders / S.M. Ramsay, P.E. Cronin, R.J. Nelson et al. In 40th Annual Conference on Rural Electric Power, 1996. DOI: 10.1109/repcn.1996.495235.

10. Mayer J., Hossein-Zadeh N., Wolfs P. Investigation of Voltage Quality and Distribution Capacity Issues on Long Rural Three Phase Distribution Lines Supplying SWER Systems. Presented at the Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC, 2005. URL: <http://hdl.handle.net/20.500.11937/30837>.

11. Mayer J., Hosseinzadeh N., Wolfs P. Modelling of Voltage Regulation Issues in SWER Systems Using PSCAD/EMTDC. Presented at the Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC, Melbourne, Australia, 2006. URL: <http://hdl.handle.net/20.500.11937/19719>.

12. Jarrett R., Oo A.M.T., Harvey B. An Investigation Into the Use of Four Quadrant Inverter Devices for Voltage and Var Support on SWER Systems. In 22nd Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC. 2012. P. 1–7.

13. Poriya Fajri, Saeed Afsharnia. A PSCAD / EMTDC Model for Distributed Static Series Compensator (DSSC) // IEEE Second International Conference on Electrical Engineering. Lahore, 2008.

14. Kumbhare P.P., Nimje A.A., Sawarkar P.R. Application of Distributed Static Series Compensator for Improvement of Power System Stability // Silicon Photonics & High Performance Computing. Advances in Intelligent Systems and Computing. 2018. Vol. 718. Springer, Singapore. DOI: 10.1007/978-981-10-7656-5_4.

15. Khalilian M., Mokhtari M., Khazaie J., Nazarpour D., Farsadi M. Distributed Static Series Compensator (DSSC) for Power Flow Control and Inter-Area Oscillations Damping Studies // ELECO 2011 7th International Conference on Electrical and Electronics Engineering, 1–4 December, Bursa, TURKEY. P. 85–90.

16. Taher S.A., Afsari S.A. Optimal Location and Sizing of DSTATCOM in Distribution Systems by Immune Algorithm // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2014. Vol. 60. P. 34–44.

17. Modeling, Simulation and Group Control of Distributed Static Series Compensators / Poria Fajri, Saeed Afsharnia, Dar-yoush Nazarpour et al. // American J. of Engineering and Applied Sciences. 2008. № 1 (4). P. 347–357.

18. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Иркутск : Изд-во Иркут. ун-та, 2005. 273 с.

19. Бужакова Н.В., Закарюкин В.П., Крюков А.В. Электромагнитная безопасность в системах электроснабжения железных дорог: моделирование и управление. Ангарск : АНГТУ, 2018. 382 с.

References

1. Panfilov D.I., Shakaryan Yu.G., Astashev M. G. et al. Malogabaritnye ustroystva prodol'noi kompensatsii dlya vozdushnykh liniy elektropredachi [Compact series compensation devices for overhead power transmission lines]. Elektrotehnika [Electrical Engineering], 2017. No. 7. Pp. 78–82.

2. Divan D., Brumsickle W., Schneider R. et al. A distributed static series compensator system for realizing active power flow control on existing power lines. *IEEE transactions on power delivery*, 2007. Vol. 22. No. 1. Pp. 642–649.

3. Chaplygin E.E., Astashev M.G., Rasuli K.V. Primenenie aktivnykh istochnikov reaktivnoi moshchnosti dlya pereraspredeleniya potokov energii v elektricheskikh setyakh [Application of active sources of reactive power for redistribution of energy flows in electrical networks] Elektrotehnika [Electrical engineering], 2013. No. 12. Pp. 19–25.

4. Chaplygin E.E., Astashev M.G., Rasuli K.V. [Research of operating modes and characteristics of series reactive power sources]. Elektrotehnika [Electrical engineering], 2016. No. 11. P. 66–71.

5. Kreikebaum F., Imayavaramban M., Divan D. Active smart wires: an inverter-less static series compensator. *IEEE*, 2010. Pp. 3626–3630.

6. Brissette A.M. Performance Analysis and Design of Distributed Static Series Compensators for Transmission Line Reactance Control. A thesis submitted to the Faculty of the Graduate School of the University of Colorado for the degree of Doctor of Philosophy. Department of Electrical, Computer, and Energy Engineering. 2014. 131 p.

7. Das D., Kreikebaum F., Divan D., Lambert F. Reducing transmission investment to meet renewable portfolio standards using smart wires. *IEEE 2010 Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2020. New Orleans. LA. Pp. 1–7.

8. Rogers K.M., Overbye T.J. Some Applications of Distributed Flexible AC Transmission System (D-FACTS) Devices in Power Systems. *IEEE Xplore*, 9 p. DOI: 10.1109/NAPS.2008.5307314.

9. Ramsay S.M., Cronin P.E., Nelson R.J., Bian J., Menendez F.E. Using distribution static compensators (D-STATCOMs) to extend the capability of voltage-limited distribution feeders. *In 40th Annual Conference on Rural Electric Power*, 1996. Pp. A4/18-A4/24.

10. Mayer J., Hossein-Zadeh N., Wolfs P. Investigation of voltage quality and distribution capacity issues on long rural three phase distribution lines supplying SWER systems. *The Australasian Universities Power Engineering Conference*, AUPEC, 2005.

11. Mayer J., Hosseinzadeh N., Wolfs P. Modelling of voltage regulation issues in SWER systems using PSCAD/EMTDC. Presented at the Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC, Melbourne, Australia, 2006.

12. Jarrett R., Oo A.M.T., Harvey B. An investigation into the use of four quadrant inverter devices for voltage and var support on SWER systems. *In 22nd Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC2012* 2012. Pp. 1–7.

13. Fajri P., Afsharnia S. A PSCAD/EMTDC Model for distributed static series compensator (DSSC). *IEEE Xplore*, 2008.

14. Kumbhare P.P., Nimje A.A., Sawarkar P.R. Application of distributed static series compensator for improvement of power system stability. In: Mishra A., Basu A., Tyagi V. (eds) *Silicon Photonics & High Performance Computing. Advances in Intelligent Systems and Computing*, 2018. Vol. 718. Springer, Singapore [Electronic media]. URL: https://doi.org/10.1007/978-981-10-7656-5_4.

15. Khalilian M., Mokhtari M., Khazaie J., Nazarpour D., Farsadi M. Distributed Static Series Compensator (DSSC) for Power Flow Control and Inter-Area Oscillations Damping Studies. *ELECO 2011 7th International Conference on Electrical and Electronics Engineering, 1–4 December, Bursa, Turkey*. Pp. 85–90.

16. Taher S.A., Afsari S.A. Optimal Location and Sizing of DSTATCOM in Distribution Systems by Immune Algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2014. Vol. 60. Pp. 34–44.

17. Fajri P., Afsharnia S., Nazarpour D. and Tavallaei M. A. Modeling, Simulation and Group Control of Distributed Static Series Compensators. *American J. of Engineering and Applied Sciences*, 2008. No. 1(4). Pp. 347–357.

18. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Slozhnonnesimmetrichnye rezhimy elektricheskikh sistem [Complex asymmetric modes of electrical systems]. Irkutsk, 2005. 273 p.

19. Buyakova N.V., Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Elektromagnitnaya bezopasnost' v sistemakh elektrosnabzheniya zheleznykh dorog: modelirovaniye i upravleniye [Electromagnetic safety in power supply systems of railways: modeling and control]. Angarsk, 2018. 382 p.

Информация об авторах

Закарюкин Василий Пантелеймонович – д-р техн. наук, доцент, ООО «Smart grid», г. Иркутск, e-mail: zakar49@mail.ru

Крюков Андрей Васильевич – д-р техн. наук, профессор, Иркутский государственный университет путей сообщения; Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, e-mail: and_kryukov@mail.ru

Information about the authors

Vasilii P. Zakaryukin – Doctor of Engineering Science, Associate Professor, ООО “Smart grid”, Irkutsk, e-mail: zakar49@mail.ru

Andrei V. Kryukov – Doctor of Engineering Science, Prof., Irkutsk State Transport University; Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, e-mail: and_kryukov@mail.ru

DOI 10.26731/1813-9108.2021.2(70).92-104

УДК 621.331:625.1

Сравнительный анализ оборудования уровня процесса для цифровой тяговой подстанции

Е. Ю. Пузина ✉

Иркутский государственный университет путей сообщения, г. Иркутск, Российская Федерация

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Российская Федерация

✉ lena-rus05@mail.ru

Резюме

Цифровой подстанцией называется подстанция, в которой организация всех потоков информации при решении задач мониторинга, анализа и управления осуществляется в цифровой форме, а параметры такой передачи определяются единым файлом электронного проекта. В качестве основной среды передачи данных в рамках цифровой подстанции используется локальная вычислительная сеть на базе технологии Ethernet, а в качестве коммуникационных протоколов применяются протоколы, описанные стандартом МЭК 61850. Одной из ключевых особенностей цифровой подстанции является приближение устройств сбора дискретных и аналоговых сигналов и выдачи управляющих воздействий непосредственно к оборудованию с последующей передачей всей информации, необходимой для функционирования комплексов релейной защиты и автоматики и автоматизированной системы управления технологическими процессами подстанций и электрической части станций, в цифровой форме. Благодаря этому достигается сокращение суммарной длины электрических кабелей и вторичных цепей, и, как следствие, происходит снижение вероятности их повреждения и повышение наблюдаемости вторичных систем. В России процесс цифровизации тяговых подстанций электрифицированных железных дорог в настоящее время находится на начальном этапе. Единичные проекты цифровых тяговых подстанций находятся на стадии реализации их первого сегмента, т. е. первого уровня – уровня процесса. Используемое при этом оборудование данного уровня не унифицировано, применяется продукция различных отечественных и зарубежных производителей. Данная работа на базе сравнительного анализа технических показателей, объема возможностей, условий эксплуатации и других характеристик позволяет сформировать перечень наиболее оптимальных видов оборудования отечественного производства уровня процесса для цифровых тяговых подстанций, что создает возможность унифицировать процесс их проектирования и реализации на сети российских железных дорог.

Ключевые слова

цифровая тяговая подстанция, автотрансформатор, тяговые трансформаторы, уровень процесса, системы диагностики и мониторинга

Для цитирования

Пузина Е. Ю. Сравнительный анализ оборудования уровня процесса для цифровой тяговой подстанции // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2021. – № 2 (70). – С. 92–104. – DOI: 10.26731/1813-9108.2021.2(70).92-104

Информация о статье

поступила в редакцию: 20.02.2021, поступила после рецензирования: 08.03.2021, принята к публикации: 19.03.2021