

2.4.3. Электроэнергетика

Научная статья

УДК 621.316.13, 621.317.18

<https://doi.org/10.37493/2307-907X.2024.1.4>

УЧЁТ КОРОННОГО РАЗРЯДА В ЗАДАЧАХ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ РЕЖИМА СЕТИ 500 кВ

Виктор Александрович Меньшов^{1*}, Андрей Владимирович Валянский²,
Тимур Ильдарович Хайруллин³

^{1, 2, 3} Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» (д. 14, стр. 1, ул. Красноказарменная, Москва, 111250, Российская Федерация)
¹ Menshovva@mpei.ru; <https://orcid.org/0000-0002-4998-0359>
² ValianskyAV@mpei.ru
³ KhairullinTI@mpei.ru
* Автор, ответственный за переписку

Аннотация. Введение. В статье представлены результаты применения предлагаемой авторами методики по определению параметров ненаблюдаемых узлов энергосистемы. Дефицит нового типа электроизмерительных приборов – устройств синхронизированных векторных данных (УСВИ) – актуализирует разработку алгоритма по определению электротехнических параметров ненаблюдаемых узлов энергосистемы, т. е. узлов, не оснащённых УСВИ. **Цель** – на примере воздушной линии электропередачи (ЛЭП) длиной 286 км провести исследование влияния коронного разряда при различных погодных условиях, характерных для ряда российских регионов, на изменение режимных параметров ЛЭП: потерь напряжения, фазового угла тока и напряжения. **Материалы и методы.** Расчёты проводились на двух моделях: с динамической короной, зависящей от метеорологических условий (методика Левитова), и со статичным разрядом, определяемым по среднегодовым потерям. **Результаты и обсуждение.** Установлено, что влияние динамической короны на расхождение потерь напряжения с ожидаемым результатом (т. е. полученным по традиционной модели со статичной короной) ничтожно мало (не более 200 В), тогда как воздействие на сдвиги фаз тока и напряжения гораздо существеннее и выходит, как правило, за пределы погрешностей УСВИ. В работе отмечено, что сдвиг фаз тока в гораздо большей степени подвержен отклонению от ожидаемого по модели с неизменным коронным разрядом значения. **Заключение.** Рекомендовано в будущем учитывать эффект метеорологически зависимой короны как с позиций возможности возникновения накопленной ошибки (если вычисления ведётся по ряду ЛЭП, оснащённых лишь несколькими УСВИ в начале или конце), так и с учётом перспективных алгоритмов автоматической оценки и реагирования на события в системе во избежание ошибочных трактовок, вызванных изменением погоды, сдвигов фаз в качестве потенциально опасных электротехнических процессов, вызванных режимными процессами возможного перехода системы в предаварийное состояние.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, оперативно-диспетчерское управление, коронный разряд, погодные условия, наблюдаемость

Для цитирования: Меньшов В. А., Валянский А. В., Хайруллин Т. И. Учёт коронного разряда в задачах оперативно-диспетчерского контроля режима сети 500 кВ // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. 2024. № 1 (100). С. 44–54. <https://doi.org/10.37493/2307-907X.2024.1.4>

Финансирование: работа выполнена в рамках проекта «Разработка требований к АСУ ТП, оснащённых устройствами синхронизированных векторных измерений (СВИ) цифровых подстанций электроэнергетических систем» при поддержке гранта НИУ «МЭИ» на реализацию программы научных исследований «Приоритет 2030: Технологии будущего» в 2022–2024 гг.».

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 09.10.2023;
одобрена после рецензирования 20.10.2023;
принята к публикации 31.10.2023.

Research article

CONSIDERATION OF CORONA DISCHARGE IN RELATION TO OPERATIONAL DISPATCH CONTROL OF POWER SYSTEM MODE 500 kV

Victor A. Menshov^{1*}, Andrey V. Valiansky², Timur I. Khairullin³

^{1, 2, 3} National Research University "Moscow Power Engineering Institute" (17, build. 1, Krasnokazarmennaya st., Moscow, 111250, Russian Federation)
¹ Menshovva@mpei.ru; <https://orcid.org/0000-0002-4998-0359>
² ValianskyAV@mpei.ru
³ KhairullinTI@mpei.ru
* Corresponding author

Abstract. Introduction. The article presents the elements and the results of applying the methodology developed by the authors which is intended to determine the parameters of unobservable nodes of the power system. The shortage of a new type of electrical measuring instruments – phasor measurement unit (PMU) – determines a need of the development of an algorithm for computing the electrical parameters of unobservable

nodes of the power system, i.e. nodes not equipped with PMU. **Goal** – using the example of an overhead power transmission line (LEP) with a length of 286 km, to conduct a study of the effect of corona discharge under various weather conditions characteristic of a number of Russian regions on changes in the operating parameters of power lines: voltage losses, phase angle of current and voltage. **Materials and methods.** Calculations were carried out using two models: with a dynamic corona depending on meteorological conditions (Levitov's method), and with a static discharge determined by average annual losses. **Results and discussion.** It was found out that the influence of the dynamic corona on the difference between voltage losses and the expected result (i.e., obtained by means of the traditional model with a static corona) is negligible (no more than 200 V), while the effect on the phase shifts of current and voltage is much more significant and as a rule exceeds the limits of the PMU errors. In the study is noted that the current phase shift is much more sensible to weather changes than other parameters. **Conclusion.** The authors recommend taking into account effect of a meteorologically dependent corona in the future developments in order to avoid accumulated error (if there are number of power lines equipped with only a few PMU at the beginning or end). It is also important to take into account dynamic corona discharge for system operated by automatic algorithms in order to avoid occurrence of incorrect interpretations of phase shifts caused by weather changes as potentially dangerous electrical processes caused by regime processes of a possible transition of the system to a pre-emergency state.

Keywords: phasor measurement unit, operational dispatch control, corona discharge, weather conditions, observability

For citation: Menshov VA, Valiansky AV, Khairullin TI. Consideration of corona discharge in relation to operational dispatch control of power system mode 500 kV. *Newsletter of North-Caucasus Federal University*. 2024;1(100):44-54. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2307-907X.2024.1.4>

Funding: the investigation has been carried out within the framework of the project «Development of CPCS requirements of Power Systems Digital Substations equipped with Phasor Measurement Units (PMU)» with the support of a subvention from the National Research University "Moscow Power Engineering Institute" for implementation of the scientific research program "Priority 2030: Future Technologies" in 2022–2024.

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interests.

The article was submitted 09.10.2023;

approved after reviewing 20.10.2023;

accepted for publication 31.10.2023.

Введение / Introduction. Реновация электроизмерительного комплекса Единой электроэнергетической системы является неотъемлемым этапом работ по совершенствованию условий её работы, увеличению рентабельности эксплуатации энергосистемы, повышению надёжности электроснабжения и устойчивости функционирования системы. В последние годы распространение получили устройства синхронизированных векторных измерений (СВИ), позволяющие одновременно в нескольких узлах отслеживать максимально допустимые перетоки активной мощности, контролировать корректность работы системных регуляторов, определять текущие запасы устойчивости, выявлять низкочастотные колебания в системе, а также контролировать участие энергоблоков в первичном регулировании частоты [1, с. 58–60]. Однако темпы их внедрения остаются недостаточно высокими для того, чтобы покрыть ими всю сеть целиком [1, с. 57] и таким образом полностью реализовать все системные преимущества СВИ, в связи с чем системным оператором ЕЭС России было принято решение официально провозгласить «основным условием развития технологии СВИ... разработку алгоритмов и П [программного] О [обеспечения], функционирующих на базе СВИ, с целью решения задач оперативно-диспетчерского управления» [2, п. 3].

К таковым можно причислить предлагаемый авторами алгоритм косвенного определения параметров СВИ в ненаблюдаемых узлах исходя из показаний имеющихся устройств СВИ. Суть алгоритма легче всего пояснить на примере радиально-магистрального участка сети (рис. 1). Первый узел сети оборудован устройствами СВИ (УСВИ); показания токов, напряжения и их углов в этом узле полагаются достоверно известными. Остальные узлы устройствами СВИ не оснащены, значения режимных параметров в них необходимо оценить посредством показаний первого узла. Привлечение показаний имеющихся стандартных оперативно-измерительных комплексов в рамках алгоритма исключается ввиду их недостаточных метрологических характеристик (в частности, точности и скорости передачи данных) сравнительно с устройствами СВИ [3, п. 6.1].

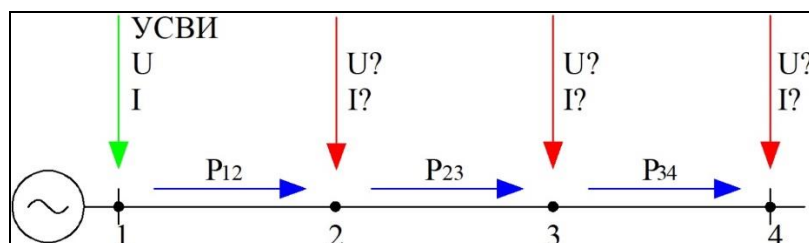


Рис. 1. Схема радиально-магистрального участка частично наблюдаемой сети / Fig. 1. Diagram of the radial-backbone section of a partially observed network

Режимные параметры ненаблюдаемых узлов могут оцениваться с помощью классических уравнений векторной диаграммы токов и напряжений [4, с. 119–124], в частности, выражения для определения продольной и поперечной составляющих падения напряжения на участке электрической сети:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot r_{12} + Q_{12} \cdot x_{12}}{U_1}, \quad (1)$$

$$\delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot x_{12} - Q_{12} \cdot r_{12}}{U_1}, \quad (2)$$

где P_{12} – активная мощность участка 1–2; r_{12} – активное сопротивление участка 1–2; Q_{12} – реактивная мощность участка 1–2; x_{12} – реактивное сопротивление участка; U_1 – напряжение в начале участка сети.

Напряжение в конце участка сети вычисляется как сумма квадратов поперечной составляющей падения напряжения и разницы между напряжением начала участка и продольной составляющей падения напряжения:

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2}. \quad (3)$$

Активная мощность, необходимая для оценки напряжения в ненаблюдаемом узле, представляет собой разность измеренной или ранее определённой активной мощности в начале участка P_1 и нагрузочных потерь $\Delta P^{\text{нг}}$ и потерь мощности на корону $\Delta P^{\text{к}}$ на данном участке:

$$P_2 = P_1 - \Delta P^{\text{нг}} - \Delta P^{\text{к}}. \quad (4)$$

Очевидно, что для корректного вычисления напряжения необходимо располагать актуальными и точно рассчитанными параметрами, входящими в приведённые выше формулы. Наибольшие трудности вызывает учёт потерь на корону. На сверх- и ультравысоких классах напряжения они становятся значительными: в среднегодовом измерении 12 % от всех потерь в ЛЭП 500 кВ приходятся на коронный разряд, часто достигая 35 % вследствие недогрузки ЛЭП по активной мощности [5, с. 119]. Ключевым обстоятельством является резко переменчивый характер этих потерь – они находятся в сильной зависимости от текущих погодных условий, и их необходимо контролировать не в среднегодовом разрезе, а непрерывно, поскольку существенные отклонения от предполагаемых значений в произвольный момент времени могут привести к ложной оценке состояния энергосистемы. Так, при некоторых погодных условиях отклонения могут быть более чем в 10 раз [6; 5, с. 117, 120].

Ранее уже высказывались предложения об использовании оценок потерь на корону в режиме реального времени для повышения качества оперативно-диспетчерского управления электроэнергетической системой [7, с. 60, 62; 8, с. 116, 121; 5, с. 120; 6, с. 25]. Существующая методика, однако, предполагает учёт среднегодовых потерь на корону [9, п. 6] с погрешностью в районе 20 % [9, п. 50]. Разрабатываемые специалистами альтернативные методики предназначены для определения непосредственно потерь на коронный разряд в интересах прежде всего оценивания технико-экономических показателей работы энергосистемы [10; 6; 7], в то время как в рамках поставленной нами задачи повышения наблюдаемости целесообразно сместить акцент на эксплуатационные параметры, в первую очередь на уровень напряжения. Поскольку сама по себе величина потерь на корону не даёт исчерпывающего ответа о мере текущего воздействия коронного разряда на качество оценивания состояния частично наблюдаемой электроэнергетической системы, необходимо определить для различных погодных условий погрешность расчёта параметров режима с помощью применяемых подходов и математических моделей. В настоящее время среднегодовые потери на корону вычисляются посредством неизменных шунтов активной проводимости схем замещения ЛЭП, и потери на корону в такой модели, следовательно, статичны и не зависят от текущих погодных условий.

Материалы и методы исследований / Materials and methods of research. На примере ЛЭП 500 кВ протяжённостью 286 км, выполненной проводом АС 300/66, разработана уточнённая модель воздушной линии П-образного вида, учитывающая выделяемые на корону потери по методике Левитова, позволяющей вычислять динамически меняющиеся в зависимости от текущих погодных условий (температуры воздуха, атмосферного давления, вида осадков) потери на корону [11]. Значение длины воздушной линии позволяет пренебрегать распределением потерь на корону вдоль всей линии вследствие изменения напряжения на всём её протяжении [12, с. 6–7].

Верификация модели осуществлялась по архиву электроизмерений устройств СВИ за 10 октября 2022 г. (таблица). В таблице, кроме того, показана погрешность для применяемой в диспетчерских

пунктах математической модели. Согласно метеоданным на 10 октября 2022 г. в регионе расположения исследуемой воздушной линии стояла хорошая погода (тепло, без осадков), близкая к принимаемым в электротехнике нормальным условиям, поэтому разница между уточнённой и базовой математическими моделями не столь заметна. Тем не менее даже в таких условиях разработанная уточнённая модель показала бóльшую точность, соответствуя принимаемым на практике погрешностям определения величин [13].

Таблица 1 / Table 1

Верификация моделей (по данным электроизмерений от 10.10.22) / Verification of models (according to electrical measurements from 10.10.22)

Параметр	Погрешность, %	
	Диспетчерская модель	Разработанная модель
P_1	1,398	1,351
Q_1	–4,659	–4,644
I_1	1,069	1,021

В дальнейшем на обеих математических моделях были рассмотрены различные погодноклиматические условия эксплуатации ЛЭП, характерные для ряда российских регионов. Всероссийский научно-исследовательский институт гидрометеорологической информации – Мировой центр данных предоставляет авторизованным пользователям доступ к официальным архивам погод метеорологических станций Росгидромета [14]. Анализ среднемесячных температур в рассматриваемом регионе за 10-летний период (рис. 2) показывает высокий годовой разброс температур с самым тёплым месяцем июлем (обычно ок. 24–25 °С) и наиболее холодным январём (и зафиксированным рекордным всплеском –9,6 °С в феврале). Необходимо также помнить, что в конкретный день и определенное время суток температура может существенно отличаться от среднемесячного значения.

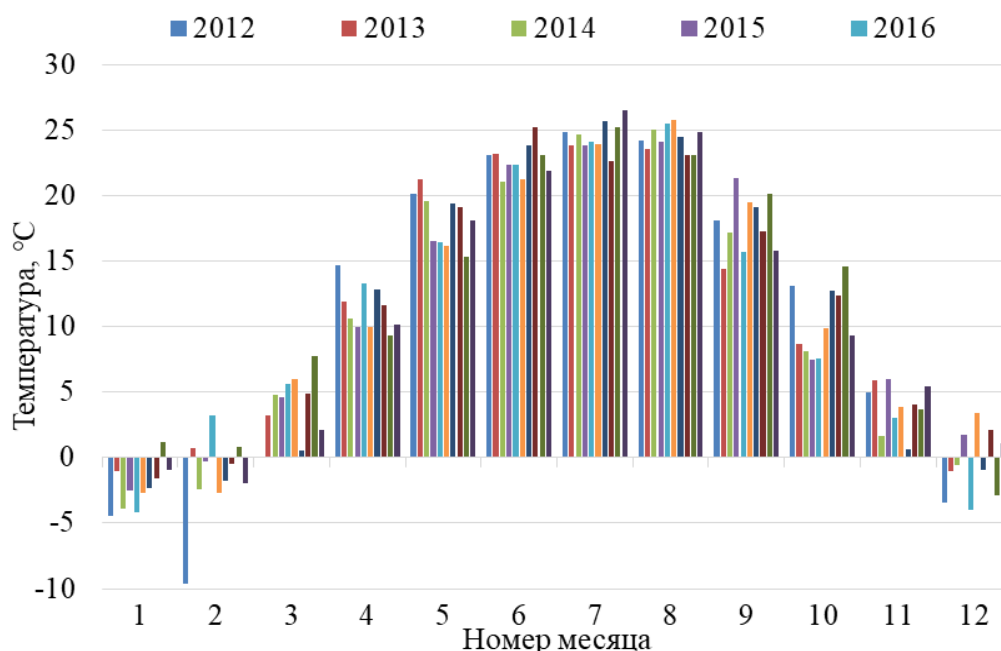


Рис. 2. Среднемесячные температуры в рассматриваемом регионе в период 2012–2021 гг. /
Fig. 2. Average monthly temperatures in the considered region during the period 2012–2021

Наряду с температурой преобладающее влияние на коронный разряд оказывает объём выпадающих осадков. Он, как следует из архива данных того же ВНИИГМИ-МЦД (рис. 3), на территории рассматриваемого региона весьма заметен. Исключая наиболее засушливый август (который, однако, за последние 10 лет не менее одного раза подвергался осадкам 1 мм или более) и остальные два летних месяца вместе с сентябрём, можно констатировать достаточно высокую частотность выпадения значимых осадков в рассматриваемом регионе. Не было зафиксировано ни одного дня с осадками бо-

лее 1 мм (что, впрочем, не исключает выпадения менее интенсивных осадков) только в сентябре 2015 г., как и в сентябре 2020 г., остальные осадки выпадают относительно равномерно в течение года.

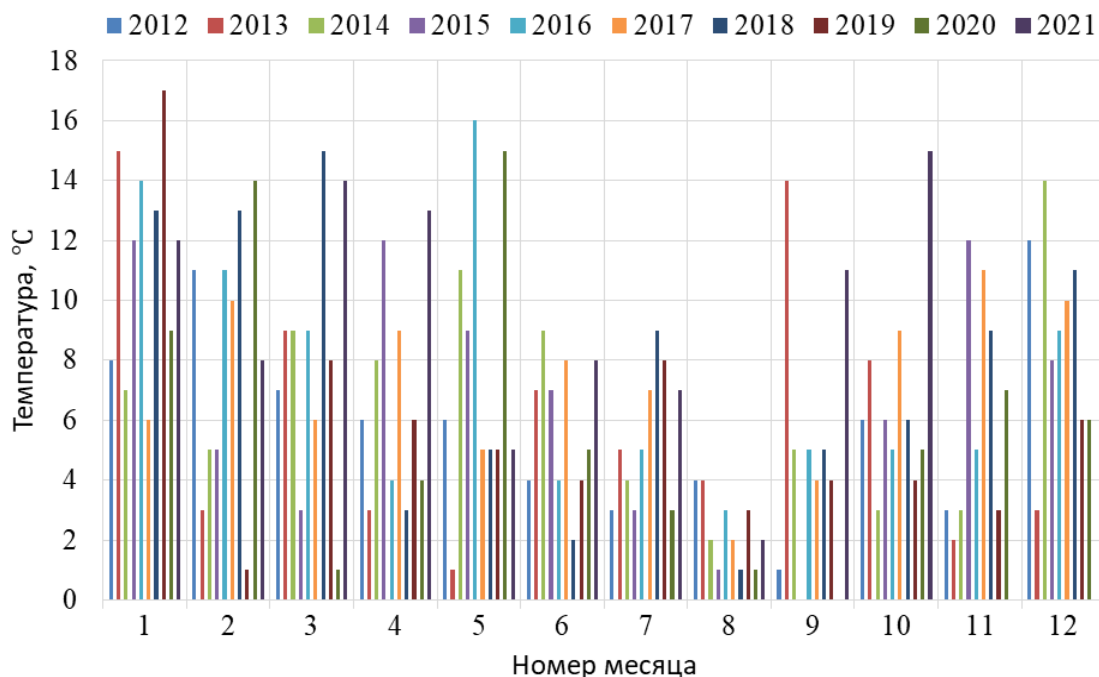


Рис. 3. Количество дней в рассматриваемом регионе с осадками, превышающими 1 мм, за период 2012–2021 гг. / Fig. 3. Number of days in the considered region with precipitation exceeding 1 mm for the period 2012–2021

Погодные условия при моделировании выбирались исходя из сообразности суточным архивам погоды региона [14]. Воздушная ЛЭП находилась в зоне моделируемых погодных условий целиком, что не противоречит эмпирическим наблюдениям метеорологии [16, с. 134, 172]. Давление атмосферного воздуха для всех случаев вследствие слабого его влияния на динамику коронного разряда принималось равным стандартному значению 760 мм рт. ст. ЛЭП рассматривалась во встречающемся на практике слабозагруженном режиме передачи 170 МВт активной и 35 Мвар реактивной мощности [17; 18; 19; 20] при трёх различных напряжениях приёмного конца ЛЭП, равных 90, 100 и 105 % от его номинального значения. Моделировались все 5 типов погоды (хорошая, туман, снег, дождь, иней) с изменением температуры воздуха в широком диапазоне, в предельном случае варьирующимся от -10 до $+30$ °C. Для дождя и снега перебиралась также интенсивность выпадающих осадков.

Результаты исследований и их обсуждение / Research results and their discussion. Влияние погодных условий на потери напряжения ЛЭП составили не более 200 В, поэтому далее рассматриваться не будут. На рис. 4 показано изменение сдвига фазы тока по концам ЛЭП в зависимости от температуры воздуха и электроэнергетического режима для одного типа погоды (т. н. «хорошая погода»). Разброс крайних измерений угла в пределах одного режима работы лежит в диапазоне от $0,09^\circ$ (при 90 % от ном. напряжения) до $0,5^\circ$ (при 105 % от ном. напряжения), а между режимами для одинаковой температуры – от $0,22^\circ$ (при -10 °C) до $0,63^\circ$ (при 30 °C). Наиболее ровная характеристика наблюдается для воздушной линии при 90 % от номинального напряжения, самая крутая, соответственно, – при 105 %. Сравнительно с ожидаемым значением сдвига фаз (он же – сдвиг фаз по диспетчерской модели) отклонение составляет не более $0,43^\circ$, превосходя $0,1^\circ$ в 22 из 30 случаях, то есть в трёх четвертях всех случаев. Последнее обстоятельство особенно важно, поскольку УСВИ обоих классов (М и Р) должно измерять углы с погрешностью менее $0,1^\circ$ [3, прил. Б]. Отметим, что в зарубежной литературе недавно также обращались к проблеме фиксации УСВИ показаний, связанных с погрешностями учёта воздействия коронного разряда на параметры режима ЛЭП [21].

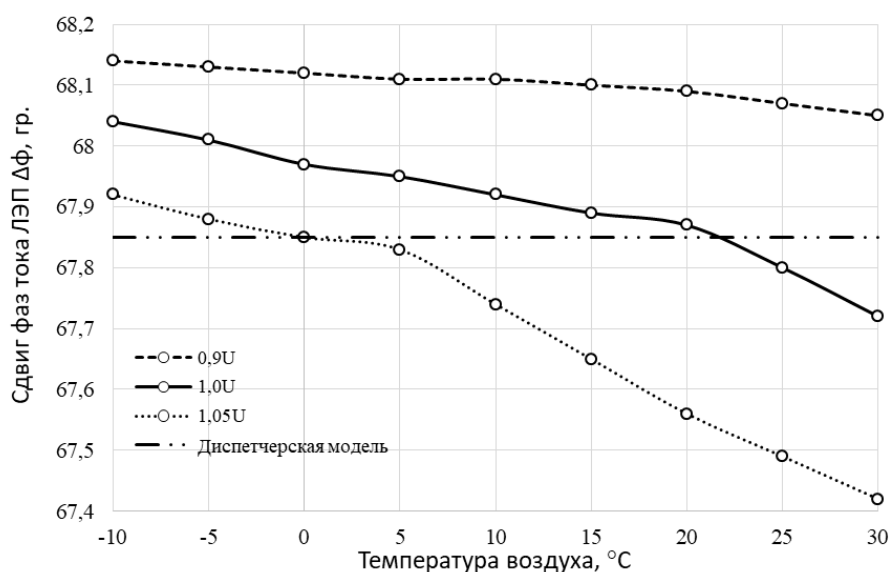


Рис. 4. Сдвиг фаз тока для различных значений напряжения при хорошей погоде /
Fig. 4. Current phase shift for different voltage values in good weather

На рис. 5 приведены аналогичные зависимости сдвига фазового угла напряжения. При общности закономерностей принципиальным их отличием от сдвигов фаз тока является гораздо более слабая изменчивость – во всех опытах для хорошей погоды отклонение от ожидаемого значения не превысило 0,03 градуса. УСВИ, таким образом, разницы между фактом, тождественным в нашей постановке уточнённой модели, и диспетчерской моделью не регистрирует.

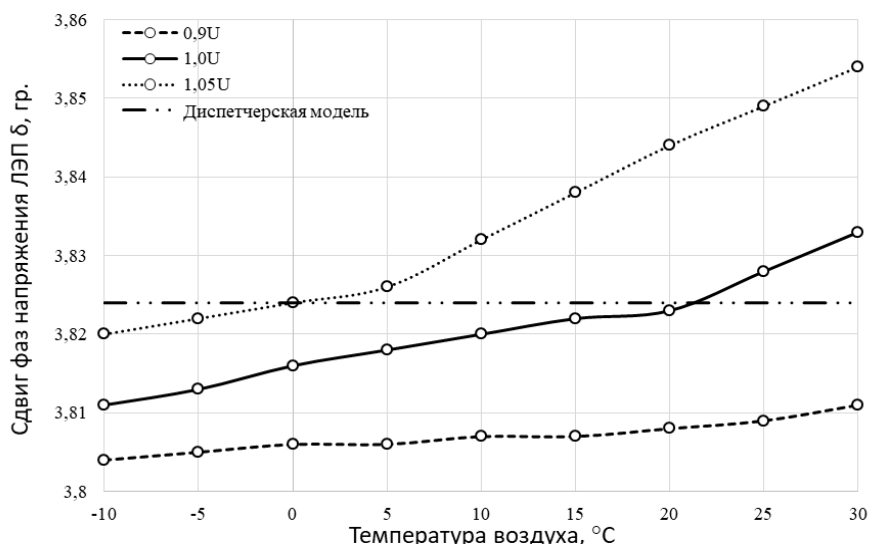


Рис. 5. Сдвиг фазы напряжения для различных напряжений при хорошей погоде /
Fig. 5. Voltage phase shift for different voltages in good weather

В целом, между различными погодными условиями в рамках одного моделируемого электро-энергетического режима разброс сдвигов фаз тока составляет от 0,86° (90 % от ном. напряжения) до 2,5° (105 % от ном. напряжения), сдвигов фаз напряжения – от 0,059 до 0,114°. Если проводить сопоставление влияния метеорологического режима на значения фазовых углов для всех уровней напряжения, то разница несколько увеличится – до 2,72° и 0,13°. Ввиду относительной слабости изменения сдвига фазы напряжения внимание ниже будет уделено только сдвигу фазового угла тока.

Изображённые на рис. 6 графики позволяют сравнить воздействия на сдвиг фазового угла типов погоды. Заметно выделяются типы погоды «дождь» и «иней» – максимальное расхождение с ожидае-

мым результатом составляет $1,13^\circ$. С ростом температуры все (кроме случая хорошей погоды) зависимости демонстрируют увеличение разрыва с диспетчерской моделью.

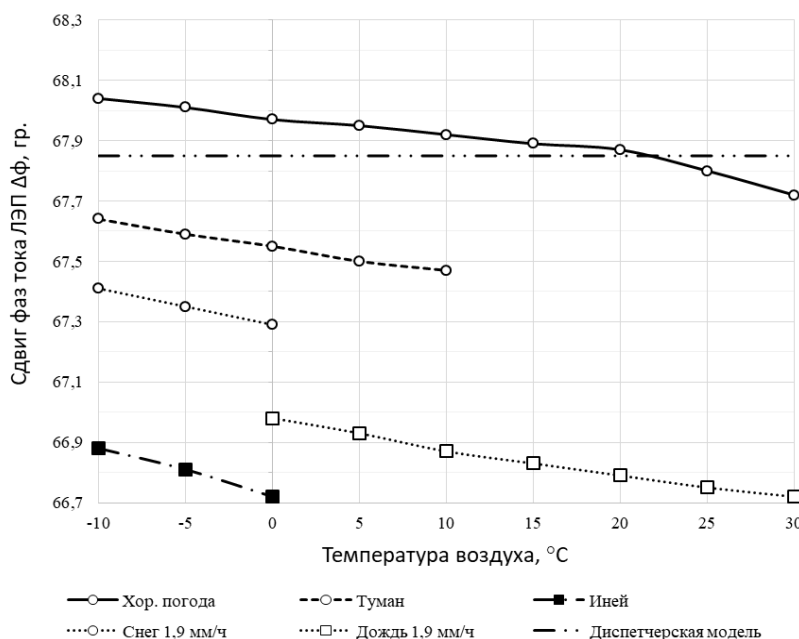


Рис. 6. Сдвиг фазового угла тока при номинальном напряжении для различных типов погоды / Fig. 6. Current phase angle shift at rated voltage for different types of weather

Существенный вклад вносит интенсивность осадков для соответствующих типов погоды. Разница между снегом 0,5 мм/ч и 1,9 мм/ч примерно равна $0,3^\circ$. (рис. 7). Воздействие же температуры в пределах одной интенсивности (и электроэнергетического режима) выражено слабо – расхождение между крайними точками равняется одной десятой градуса сдвига фазового угла тока.

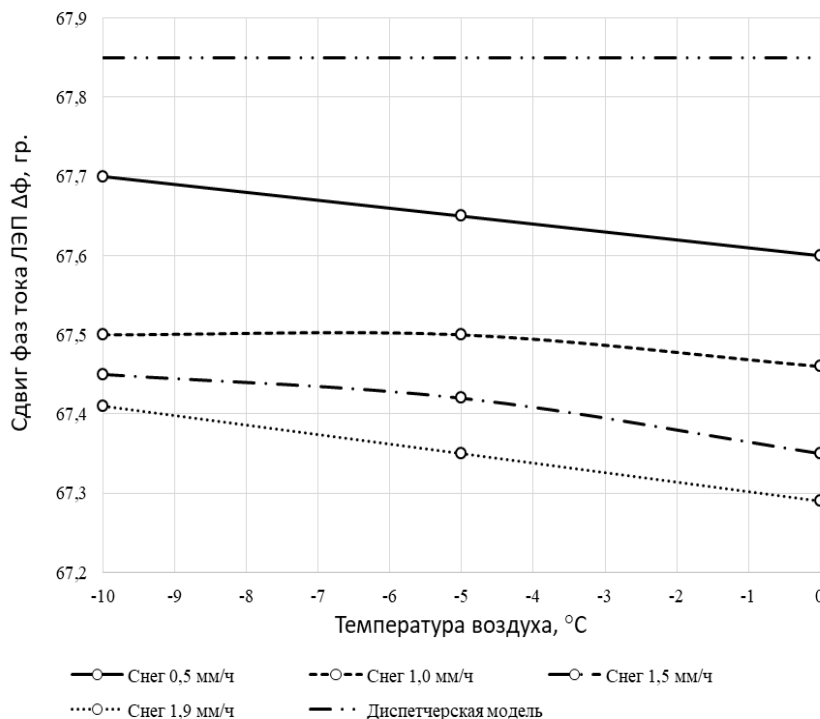


Рис. 7. Сдвиг фаз тока при номинальном напряжении для снежных осадков различной интенсивности / Fig. 7. Current phase shift at rated voltage for snowfall of varying intensity

В отличие от снежных осадков, в условиях дождя (рис. 8) перепад сдвигов фазового угла тока для крайних значений температуры заметнее и составляет до $0,34^{\circ}$.

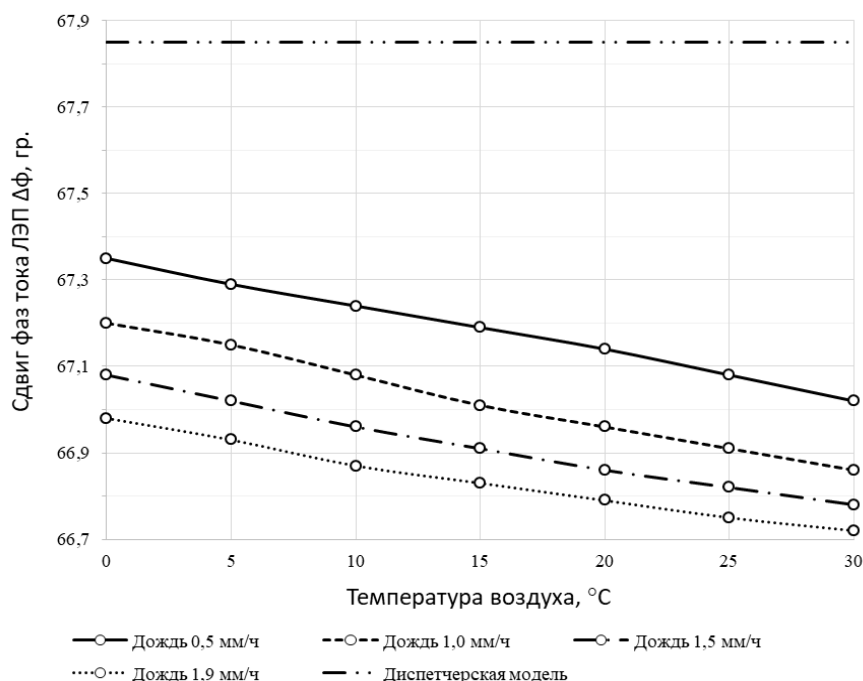


Рис. 8. Сдвиг фаз тока при номинальном напряжении для дождевых осадков различной интенсивности / Fig. 8. Current phase shift at rated voltage for rainfall of different intensities

Заключение / Conclusion. Коронный разряд, зависящий от конкретных метеорологических условий в районе размещения воздушной линии электропередачи, оказывает определённое влияние на режимные параметры линии. На примере рассмотренной воздушной линии ЛЭП 500 кВ протяжённостью 286 км исследовано воздействие типов погоды (хорошая, туман, дождь, снег, иней), температуры воздуха (от -10 до 30°C) при текущем уровне напряжения приёмного конца ЛЭП (90, 100 и 105 % от номинального уровня). Сопоставлялись результаты моделирования работы ЛЭП с уточнённой методикой учёта коронного разряда по Левитову и с потерями на корону, традиционно представляемыми в среднегодовом разрезе. В результате выполненной работы установлено, что:

- 1) эффект от короны на потери напряжения пренебрежимо мал (не более 200 В);
- 2) влияние метеорологических условий существенно сказывается на регистрируемых фазовых углах тока и напряжений ЛЭП. Расхождение динамической погодной модели (по методике Левитова) с диспетчерской (с неизменным от погоды коронным разрядом в среднегодовом разрезе) превосходит инструментальную погрешность УСВИ и будет им фиксироваться;
- 3) отклонение сдвига фазового угла напряжения по концам ЛЭП, рассчитанного с учётом динамической метеорологии, от значения, вычисленного с помощью диспетчерской модели, превышает угловую погрешность УСВИ ($0,1^{\circ}$) только при кардинальной смене типа погоды (с «хорошей погоды» на иней или интенсивный дождь), вклад изменения температуры невелик;
- 4) расхождение сдвигов фазового угла тока, полученных по динамической и диспетчерской моделям, существенно больше и может достигать, фиксируясь в большинстве расчётных случаев, 27 минимальных интервалов измерений УСВИ. Наряду с типом погоды заметную роль на величину расхождения играет как температура воздуха, так и объём выпадающих осадков;
- 5) нельзя утверждать, что пренебрежение влиянием погоды на текущую интенсивность коронного разряда в условиях перехода на алгоритм косвенного определения параметров ненаблюдаемых узлов ЭЭС окажет негативный эффект на контролируемость состояния ЭЭС в текущих задачах оперативно-диспетчерского контроля отдельной ЛЭП – действующая нормативная документация не предписывает ни снимать углы электротехнических величин на местах [22, п. 8.2.1], ни тем более переда-

вать их с подстанций в диспетчерские центры [23, п. 5.1.2]. Тем не менее необходимо как учитывать возможность возникновения накопленной ошибки из-за особенностей конкретной сети и её покрытия устройствами СВИ, так и предусматривать перспективу разработки и внедрения автоматизированных алгоритмов реагирования на основе показаний УСВИ. Данные автоматизированные алгоритмы должны включать в себя систему корректных интерпретаций режимно немотивированных колебаний углов, так чтобы малые их изменения неэлектротехнической природы не истолковывались как начинающиеся потенциально аварийные процессы.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Жуков А., Дубинин Д., Опалев О. Развитие систем мониторинга и управления в ЕЭС России на платформе векторных измерений параметров // Электроэнергия. Передача и распределение. 2014. № 2 (23). С. 52–65.
2. Концепция развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений для повышения качества и надежности управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на период до 2020 года: утв. распоряжением ОАО «СО ЕЭС» от 05.04.2016 № 44р. Официальный сайт СИГРЭ. URL: https://www.cigre.ru/research_committees/ik_rus/b5_rus/activity/wg/B5.3/Концепция%20развития%20и%20применения%20технологии%20СВИ.pdf (дата обращения: 23.09.2023)
3. ГОСТ Р 59365–2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования. Введ. 01.05.2021. М.: Стандартинформ, 2021. 50 с.
4. Веников В. А., Глазунов А. А., Жуков Л. А. и др. Электрические системы. Электрические сети: учебник для электроэнерг. спец. вузов / под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Высшая школа, 1998. 511 с.: ил.
5. Бакай Е. О. Экономико-статистический анализ потерь при передаче электроэнергии по высоковольтным проводам в России // Вестник ЮУрГУ. Сер. «Экономика и менеджмент». 2017. Т. 11. № 4. С. 117–125.
6. Тамазов А. И. Определение годовых потерь электроэнергии на корону с помощью индекса погоды // Электричество. 2010. № 12. С. 19–28.
7. Шаров Ю., Пельмский В., Гаджиев М. Снижение потерь электроэнергии при внедрении Smart Grid // Электроэнергия. Передача и распределение. 2011. № 6 (9). С. 60–64.
8. Рахаев А. В. Анализ методов проектирования централизованной системы автоматического регулирования напряжения в электрических сетях // Вестник Самарского гос. техн. ун-та. Сер. техн. науки. 2020. № 1 (65). С. 114–128.
9. Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330–750 кВ и постоянного тока 800–1500 кВ. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975. 71 с.
10. Караханян Л. О., Арутюнян А. С. Разработка математической модели расчета потерь на корону в воздушных линиях напряжением 110 кВ и выше в высокогорных условиях // Вестник НПУА. Электротехника. Энергетика. 2016. № 2. С. 46–55.
11. Левитов В. И. Корона переменного тока. М.: Изд-во МЭИ, 1969. 128 с.: ил.
12. Зарудский Г. К. Минимизация технических потерь активной мощности в воздушных линиях электропередачи сверхвысокого напряжения с учетом коронирования проводов // Электричество. 2022. № 3. С. 5–21.
13. Гаджиев М. Г. Анализ систематической погрешности измерения потерь на корону и в проводах в режиме реального времени // Электричество. 2011. № 3. С. 30–36.
14. Автоматизированная информационная система обработки режимной информации. Страница официального сайта Всероссийского научно-исследовательского института гидрометеорологической информации – Мирового центра данных (ВНИИГМИ-МЦД). URL: <https://aisori-m.meteo.ru/waisori/> (дата обращения: 23.09.2023)
15. Архив погоды в Ростове-на-Дону. Метеорологический портал ООО «Расписание Погоды». URL: https://rp5.ru/Архив_погоды_в_Ростове-на-Дону (дата обращения: 23.09.2023)
16. Варбанец Т. В. Метеорология: учебное пособие. Одесса: Феникс, 2008. 228 с.
17. Кирпичникова И. М., Горшков К. Е., Сабитов Р. В. Оптимизация работы электрической сети с применением элементов гибких передач // Вестник ЮУрГУ. Сер. Энергетика. 2021. № 2. С. 53–61.
18. Корнилов Г. П., Медведев Н. М., Кондрашова Ю. Н. Анализ загруженности линий и качества электроэнергии на подстанции Смеловская 500 кВ // Актуальные проблемы современной науки, техники и образования. 2021. Т. 12. № 1. С. 79–83.
19. Буравцов В. Н., Толасов А. Г., Чистяков А. Д. и др. Измерение потерь мощности на корону и в проводах ВЛ 500 кВ «Конаково – Трубино» в режиме реального времени // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2007. № 1. С. 6–9.
20. Беляева Л. А., Булатов Б. Г. Оценка потерь электроэнергии на корону по данным телеметрии // Вестник ЮУрГУ. Сер. Энергетика. 2007. Вып. 8. № 20. С. 43–45.

21. Баламетов А. Б. Модели линии электропередачи для оперативной оценки режима по синхронизированным векторным измерениям // Herald of the Azerbaijan Engineering Academy. 2022. Vol. 14. № 1. P. 90–100.
22. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007–29.240.01.244–2017. Нормы точности измерений режимных и технологических параметров, измеряемых на объектах ПАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по определению метрологических характеристик измерительных каналов и комплексов. Введение. 31.07.2018. М.: [б. и.], 2017. 91 с.
23. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007–29.130.01.092–2011. Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления. Взамен СТО 56947007–29.240.034–2009. Введение. 03.05.2011. [Б. г.: б. и.], 2011. С. 42 с.

REFERENCES

1. Zhukov A, Dubinin D, Opalev O. Development of monitoring and control systems in the Unified Power System of Russia on the platform of vector parameters measurements. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie = Electricity. Transmission and distribution*. 2014;2(23):52-65.
2. Concept for the development and application of synchronized vector measurement technology to improve the quality and reliability of control of the electric power regime of the UPS of Russia for the period until 2020: approved by order of "SO UPS" JSC dated 04/05/2016 No. 44r. Official website of CIGRE. Available from: http://www.cigre.ru/research_committs/ik_rus/b5_rus/activity/wg/B5.3/Conceptof%20development%20and%20application%20technology%20SVI.pdf. [Accessed 23 September 2023].
3. GOST R 59365–2021. Unified power system and isolated operating power systems. Relay protection and automation. Transient monitoring system. Devices for synchronized vector measurements. Norms and requirements. Enter. 05/01/2021. М.: Standartinform, 2021. 50 p.
4. Venikov VA, Glazunov AA, Zhukov LA. et al. Electrical systems. Electrical networks: Textbook for electricity specialist. Universities. Ed. by VA Venikov, VA Stroev. 2nd ed., revised and additional. М.: Higher school; 1998. 511 p. ill.
5. Bakai EO. Economic and statistical analysis of losses during the transmission of electricity via high-voltage wires in Russia. *Vestnik YUUrGU = Bulletin of SUSU. Series Economics and Management*. 2017;11(4):117-125.
6. Tamazov AI. Determination of annual corona power losses using the weather index. *Elektrichestvo = Electricity*. 2010;12:19-28.
7. Sharov Yu, Pelymsky V, Gadzhiev M. Reducing electricity losses during the implementation of Smart Grid. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie = Electricity. Transmission and distribution*. 2011;6(9):60-64.
8. Rakhaev AV. Analysis of methods for designing a centralized automatic voltage control system in electrical networks. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Bulletin of Samara State tech. university. Series tech. Sciences*. 2020;1(65):114-128.
9. Guidelines for taking into account corona losses and corona interference when selecting wires for overhead power lines for AC 330–750 kV and DC 800–1500 kV. М.: STSNTI ORGRES; 1975. 71 p.
10. Karakhanyan LO, Harutyunyan AS. Development of a mathematical model for calculating corona losses in overhead lines with voltages of 110 kV and higher in high mountain conditions. *Vestnik NPUA. Elektrotehnika. Energetika = Bulletin of NPUA. Electrical engineering, Energy*. 2016;2:46-55.
11. Levitov VI. Corona AC. М.: Publishing house MPEI; 1969. 128 p.: ill.
12. Zarudsky GK. Minimization of technical losses of active power in ultra-high voltage overhead power lines, taking into account wire corona. *Elektrichestvo = Electricity*. 2022;3:5-21.
13. Gadzhiev MG. Analysis of the systematic error in measuring losses to the corona and in wires in real time. *Elektrichestvo = Electricity*. 2011;3:30-36.
14. Automated Information System for Processing Regime Information. Page of the official website of the All-Russian Research Institute of Hydrometeorological Information – World Data Center (VNIIGMI-WDC). Available from: <http://aisori.meteo.ru/waisori/>. [Accessed 23 September 2023].
15. Weather archive in Rostov-on-Don. Meteorological portal «Weather Schedule» LLC. Available from: https://rp5.ru/Weather_archive_in_Rostov-on-Don [Accessed 23 September 2023].
16. Varbanets TV. Meteorology: textbook. Odessa: Phoenix; 2008. 228 p.
17. Kirpichnikova IM, Gorshkov KE, Sabitov RV. Optimization of the operation of the electrical network using flexible transmission elements. *Vestnik YUUrGU. Ser. Energetika = Bulletin of SUSU. Series Energy*. 2021;2:53-61.
18. Kornilov GP, Medvedev NM, Kondrashova YuN. Analysis of line load and power quality at the Smelovskaya 500 kV substation. *Aktual'nye problemy sovremennoj nauki, tekhniki i obrazovaniya = Current problems of modern science, technology and education*. 2021;12(1):79-83.
19. Buravtsov VN, Tolasov AG, Chistyakov AD. et. al. Measurement of power losses on the corona and in the wires of the 500 kV overhead line "Konakovo – Trubino" in real time. *Elektro. Elektrotehnika, elektroenergetika, elektro-*

tekhnicheskaya promyshlennost' = Electro. Electrical engineering, electrical power engineering, electrical industry. 2007;1:6-9.

20. Belyaeva LA, Bulatov BG. Estimation of electricity losses to the corona based on telemetry data. Vestnik YUUrGU = Bulletin of SUSU. Series Energy. 2007;8(20):43-45.
21. Balametov AB. Transmission line models for operational mode assessment based on synchronized vector measurements. Herald of the Azerbaijan Engineering Academy. 2022;14(1):9-100.
22. Organization standard of PJSC FGC UPS STO 56947007–29.240.01.244–2017. Accuracy standards for measurements of operational and technological parameters measured at the facilities of PJSC FGC UES. Guidelines for determining the metrological characteristics of measuring channels and complexes. Enter. 07/31/2018. M.: [b.i.]; 2017. 91 p.
23. Organization standard of JSC FGC UES STO 56947007–29.130.01.092–2011. Selection of types and volumes of teleinformation when designing systems for collecting and transmitting information from UNEG substations for the purposes of dispatch and technological control. Instead of STO 56947007–29.240.034–2009. Input 05/03/2011. [B.G.: B.I.], 2011. 42 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Виктор Александрович Меньшов – аспирант кафедры электроэнергетических систем Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» (НИУ «МЭИ»), Scopus ID: 57223011254, Researcher ID: KCE-4019-2024

Андрей Владимирович Валянский – кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетических систем Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» (НИУ «МЭИ»), заместитель директора института электроэнергетики НИУ «МЭИ», Scopus ID: 56266898400, Researcher ID: S-4809-2016

Тимур Ильдарович Хайруллин – магистрант кафедры электроэнергетических систем Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» (НИУ «МЭИ»), Researcher ID: KCE-7781-2024

ВКЛАД АВТОРОВ

Виктор Александрович Меньшов

Проведение вычислений на модели, сбор и анализ результатов моделирования, подготовка и формулирование выводов, оформление исследования в виде черновой и последующей окончательной рукописей статьи.

Андрей Владимирович Валянский

Формулирование цели исследования, сбор исходных электротехнических данных, контроль и утверждение результатов исследований.

Тимур Ильдарович Хайруллин

Построение и разработка математической модели, расчётная верификация модели.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Victor A. Menshov – Postgraduate Student of Department of Electric Power Systems, National Research University “Moscow Power Engineering Institute” (NRU “MPEI”), Scopus ID: 57223011254, Researcher ID: KCE-4019-2024

Andrey V. Valianski – Cand. Sci (Techn.), Associate Prof. of Department of Electric Power Systems, National Research University “Moscow Power Engineering Institute” (NRU “MPEI”), Institute of Electrical Power Engineering Vice-Director, Scopus ID: 56266898400, Researcher ID: S-4809-2016

Timur I. Khairullin – Master student of Department of Electric Power Systems, National Research University “Moscow Power Engineering Institute” (NRU “MPEI”), Researcher ID: KCE-7781-2024

CONTRIBUTION OF THE AUTHORS

Victor A. Menshov

Carrying out of calculations on the model, extraction and analyzing of modeling results, preparing and formulating of conclusions, preparing of the research in the form of the article.

Andrey V. Valiansky

Formulating of the purpose of the research, collecting of initial electrical data, monitoring and approving of the research results.

Timur I. Khairullin

Construction and development of a mathematical model, computational verification of the model.