АО «СО ЕЭС»
ОДУ Сибири

XV Научно-практическая конференция
имени В. Н. Ясникова

ПЛАНИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

Материалы
XV научно-практической конференции
имени В. Н. Ясникова

г. Кемерово, 10 сентября 2024 г.

Кемерово
2025

УДК 621.31(082)
ББК 31.27я43
П37

Редакционная коллегия: Е. А. Политов (отв. редактор), М. И. Блаженкова, И. В. Воронов.

Материалы публикуются в авторской редакции.

Рецензенты: Останин Андрей Юрьевич, заместитель главного диспетчера по режимам Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, канд. техн. наук; **Прохоров** Антон Викторович, доцент отделения электроэнергетики и электротехники ИШЭ ТПУ, канд. техн. наук; **Кулагин** Роман Геннадьевич, заместитель директора по развитию электроэнергетических систем и энергорынка Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири; **Лир** Евгений Александрович, начальник службы релейной защиты и автоматики Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири; **Лоцман** Дмитрий Сергеевич, начальник службы электрических режимов Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири; **Никифоров** Сергей Александрович, ведущий специалист службы автоматизированных систем диспетчерского управления Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири; **Политов** Евгений Александрович, заместитель начальника службы сопровождения рынка Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, канд. техн. наук.

П37 **Планирование и управление электроэнергетическими системами** : материалы 15 научно-практической конференции имени В. Н. Ясникова, г. Кемерово, 10 сентября 2024 г., Кемерово / Филиал АО "СО ЕЭС" "Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири" ; редкол.: Е. А. Политов (отв. ред.), М. И. Блаженкова, И. В. Воронов. – Кемерово : ОДУ Сибири, 2025. –189 с.
ISBN 978-5-6052553-0-7

Опубликованы материалы XV Научно-практической конференции «Планирование и управление электроэнергетическими системами» по научным направлениям: управление электроэнергетическими режимами; релейная защита и автоматика; перспективные направления развития электроэнергетики; информационные технологии в электроэнергетике.

Предназначен для научных работников, аспирантов и специалистов, работающих в сфере энергетики, а также для студентов вузов энергетического профиля.

УДК 621.31(082)
ББК 31.27я43

ISBN 978-5-6052553-0-7
9 785605 255307 >

© Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири», 2025

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

КРИТЕРИЙ ЕДИНСТВЕННОСТИ РЕШЕНИЯ СИСТЕМ НЕЛИНЕЙНЫХ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Крупенёв Д.С.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Введение

В работе анализируются нормальные и послеаварийные установившиеся режимы (УР) ЭЭС. Анализ УР с учётом баланса мощностей проводится на основании нелинейных математических моделей ЭЭС [1-6]. Нелинейность математических моделей формирует множественность решений [1, 7]. Для решения практических задач требуется выделять из имеющегося множества единственное решение, характеризующее физически реализуемый режим работы ЭЭС. Под единственностью решения нелинейных уравнений УР будем понимать тот факт, что при заданном наборе входных переменных существует единственный правильный набор выходных переменных.

В настоящее время не сформулированы необходимые и достаточные условия существования единственности решения нелинейных уравнений УР ЭЭС. Например, в современных программно-вычислительные комплексах, предназначенных для расчётов УР ЭЭС [8, 9], реализованы условия получения единственности решения, основанные на задании ограничений на искомые режимные параметры, исходя из инженерных соображений. Такими ограничениями удаётся добиться сужения области допустимых значений рассматриваемой задачи, но эти действия теоретически не гарантируют единственность решения, так как в сформированной области значений может существовать более одного решения.

Анализ существующих литературных источников по проблематике поиска единственности решения систем нелинейных уравнений УР ЭЭС позволяет сделать следующие выводы [1-14]: ряд направлений исследований были сосредоточены на поиске стартовой точки; на редукции (эквивалентировании) графов ЭЭС и определении критерия единственности; на дополнительном анализе устойчивости ЭЭС и определении решения, соответствующего устойчивому режиму ЭЭС. Теоретически обоснованного критерия единственности решения при анализе УР ЭЭС в существующих работах не сформулировано. Таким образом, целью этой работы является исследование единственности решения нелинейных систем уравнений УР ЭЭС и формулирование критерия, который позволит определить единственное, физически реализуемое решение при анализе произвольных ЭЭС.

Постановка задачи анализа установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощности

Установившийся режим ЭЭС в общем виде можно описать векторным уравнением вида [1-3]:

$$\boldsymbol{W}(\boldsymbol{X},\boldsymbol{Z}) = 0 \tag{1}$$

где $\boldsymbol{W}$ – комплекснозначная вектор-функция; $\boldsymbol{X}$ – комплекснозначный вектор входных (независимых) параметров режима ЭЭС; $\boldsymbol{Z}$ – комплекснозначный вектор выходных (зависимых) параметров режима ЭЭС.

Одна из интегральных форм модели УР ЭЭС может быть представлена в виде следующего векторного уравнения:

$$\overline{\boldsymbol{S}}^{T} = \overline{\widetilde{\boldsymbol{U}}}\boldsymbol{Y}_{\boldsymbol{N}}\boldsymbol{U} \tag{2}$$

где $\boldsymbol{S} - n \times 1$ комплекснозначный вектор полных мощностей в соответствующих узлах ЭЭС; $\overline{\boldsymbol{S}}^{\boldsymbol{T}} - n \times 1$ комплексно-сопряжённый вектор к вектору $\boldsymbol{S}$; $\overline{\widetilde{\boldsymbol{U}}} - n \times n$ комплекснозначный вектор напряжений в соответствующих узлах ЭЭС; $\widetilde{\boldsymbol{U}}$ - n×n диагональная комплексно сопряжённая матрица к матрице $\widetilde{\boldsymbol{U}}$; $\boldsymbol{Y}_{\boldsymbol{N}} - n \times n$ комплекснозначная матрица

узловых проводимостей ($\boldsymbol{Y}_{\mathrm{N}} = \boldsymbol{A}\widetilde{\boldsymbol{Y}}\boldsymbol{A}^{\mathrm{T}}$, где $\boldsymbol{A}\ -n \times m$ матрица инцидентности графа, исследуемой ЭЭС; $\widetilde{\boldsymbol{Y}} -\ m \times m$ диагональная комплекснозначная матрица с соответствующими значениями проводимостей ЛЭП на диагонали); «~» над выражением означает диагональную матрицу.

Для отражения полной режимной картины ЭЭС необходимо дополнить модель (2) соотношениями, включающие значения перетоков мощности в начале и конце ЛЭП (значения перетоков мощности в начале и конце ЛЭП разное, из-за потерь мощности при её передаче):

$$\boldsymbol{S}^{\text{н}} = \widetilde{(\boldsymbol{A}^{+})^{\boldsymbol{T}}\boldsymbol{U}}\overline{\widetilde{\boldsymbol{Y}}}\boldsymbol{A}^{\boldsymbol{T}}\overline{\boldsymbol{U}}^{\boldsymbol{T}} \tag{3}$$

$$\boldsymbol{S}^{\text{к}} = \widetilde{(\boldsymbol{A}^{-})^{\boldsymbol{T}}\boldsymbol{U}}\overline{\widetilde{\boldsymbol{Y}}}\boldsymbol{A}^{\boldsymbol{T}}\overline{\boldsymbol{U}}^{\boldsymbol{T}} \tag{4}$$

где: $\boldsymbol{S}^{\text{н}}$, $\boldsymbol{S}^{\text{к}}$ – $1 \times m$ – 1×m вектора, компоненты которых являются значения перетоков мощности в начале и конце ЛЭП (соответственно); $\boldsymbol{A}^{+}$ – матрица инцидентности начальных узлов и исходящих ветвей (все элементы либо 0, либо 1); $\boldsymbol{A}^{-}$ – матрица инцидентности конечных узлов и исходящих ветвей (все элементы либо 0, либо -1).

Потери мощности ($\boldsymbol{S}^{\text{П}}$) при её передаче по ЛЭП можно определить следующим образом:

$$\boldsymbol{S}^{\text{П}} = \boldsymbol{S}^{\text{н}} - \boldsymbol{S}^{\text{к}} = \widetilde{\boldsymbol{A}^{T}\boldsymbol{U}}\overline{\widetilde{\boldsymbol{Y}}}\boldsymbol{A}^{T}\boldsymbol{U} \tag{5}$$

Теорема единственности решения систем нелинейных уравнений УР ЭЭС

Для определения единственного, физически реализуемого решения нелинейных уравнений УР ЭЭС необходимо проанализировать физическую природу их функционирования. Известна теорема Д.К. Максвелла о распределении токов в электрической цепи постоянного тока [15]. Эта теорема формулируется следующим образом: «В любой системе проводников, не содержащих внутренних электродвижущих сил, тепло, производимое токами, распределёнными по закону Ома, оказывается, меньше, чем если бы токи были распределены любым другим способом, совместным с реальными условиями втекания и вытекания тока». Для цепей переменного тока будут справедливы те же предпосылки. Отдельно стоит обсудить детали теоремы, где сказано о тепле, которое производится токами. Это означает, что суммарные потери мощности в любой ЭЭС, затрачиваемые на нагрев всех проводников в физически реализуемом решении, должны быть минимальны. Сформулируем теорему для определения единственности решения систем нелинейных уравнений для произвольных цепей (постоянного и переменного тока):

Теорема: Для любой электроэнергетической системы, напряжение в узлах устанавливается таким образом, что суммарные потери мощности при её передаче в проводниках будут минимальны; при этом должны выполняться закон Ома и аналоги законов Кирхгофа для перетоков мощности в линиях электропередачи.

Из сформулированной теоремы вытекают следующие следствия:

Следствие 1. Сумма полных мощностей в базисном и балансирующих узлах будет минимальна в физически реализуемом решении.

Следствие 2. Количество возможных решений, если они существуют, удовлетворяющих критерию $\boldsymbol{U}_{a}$>0 будет не менее двух (количество решений зависит от размерности задачи).

Следствие 3. Сумма модулей потерь напряжения на всех ЛЭП будет минимальным в физически реализуемом решении.

Критерий единственности решения систем нелинейных уравнений установившихся режимов электроэнергетических систем

Задачу поиска единственности решения можно сформулировать в форме задачи оптимизации. В рассматриваемом случае целевая функция может быть задана следующим образом: необходимо минимизировать норму вектора потерь мощности при её передаче по ЛЭП. Норма взята не случайно, такие функции являются выпуклыми на произвольном множестве. Это означает, что всегда существует единственный минимум на ограниченном,

связном множестве. В целом задача оптимизации будет со смешанными ограничениями (равенствами и неравенствами):

$$\left\| \widetilde{\boldsymbol{A}^T \boldsymbol{U}} \overline{\widetilde{\boldsymbol{Y}}} \boldsymbol{A}^T \boldsymbol{U} \right\| \to min, \tag{6}$$

$$\overline{\boldsymbol{S}}^T = \overline{\widetilde{\boldsymbol{U}}} \boldsymbol{Y_N} \boldsymbol{U}, \tag{7}$$

$$U_{a,b,i}^2 + U_{r,b,i}^2 = V_{b,i}^2, i \in I \tag{8}$$

$$\boldsymbol{U}_{a,min} \leq \boldsymbol{U}_a \leq \boldsymbol{U}_{a,max} \tag{9}$$

$$\boldsymbol{U}_{r,min} \leq \boldsymbol{U}_r \leq \boldsymbol{U}_{r,max} \tag{10}$$

$$|P_b| < P_{\text{огр}} \tag{11}$$

$$\underline{Q_{\text{огр},i}} \leq Q_{b,i} < \overline{Q_{\text{огр},i}}, i \in I \tag{12}$$

где $V_{b,i}$ – заданные значения модулей напряжения в базисном и балансирующих узлах; I – множество из базисного и балансирующих узлов; $\boldsymbol{U}_a$ и $\boldsymbol{U}_r$ – $(n-1) \times 1$ искомые векторы узловых активных и реактивных напряжений, соответственно (напряжение в базисном узле задано); $\boldsymbol{U}_{a,min}, \boldsymbol{U}_{a,max}$ – $(n-1) \times 1$ векторы максимальных и минимальных значений активных напряжений в узлах ЭЭС; $\boldsymbol{U}_{r,min}, \boldsymbol{U}_{r,max}$ – $(n-1) \times 1$ векторы максимальных и минимальных значений реактивных напряжений в узлах ЭЭС; P_b – искомая активная мощность в базисном узле, ограниченная возможностями установленных генераторов в этом узле ($P_{\text{огр}}$); $Q_{b,i}$ – искомая реактивная мощность в узле i; $\underline{Q_{\text{огр},i}}$, $\overline{Q_{\text{огр},i}}$ – нижняя и верхняя границы реактивной мощности в узле i. Искомый вектор задачи оптимизации: $(U_1, \dots, U_{n-1}, P_b, Q_{b,1}, \dots, Q_{b,|I|}) \in \mathbb{C}^{n-1} \times \mathbb{R}^1 \times \mathbb{R}^{|I|}$, $|I|$ – число элементов множества I.

Экспериментальные исследования

Экспериментальные исследования по определению единственности решения систем нелинейных уравнений УР ЭЭС проведём на примере 4-узловой схемы ЭЭС, представленной на рисунке 1. ЭЭС содержит три нагрузочных узла (№1,2,3) и один генерирующий узел (№4). На рисунке 1 представлены необходимые исходные данные для расчёта УР.

При расчёте УР, исследуемой ЭЭС было получено множество решений, причём, только восемь из них имеют вещественнозначными решения для активных и реактивных составляющих. В таблице 1 представлены вещественнозначные решения.

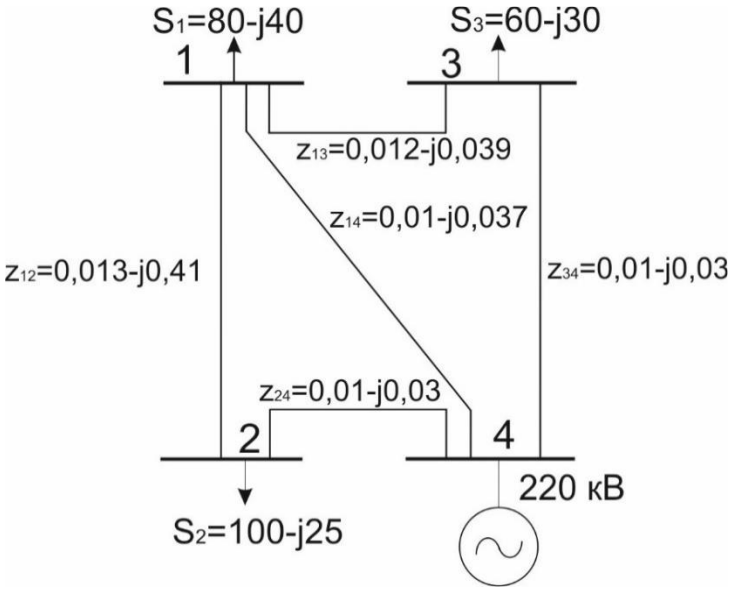


Рис. 1. Схема исследуемой ЭЭС

Таблица 1. Вещественнозначные решения установившихся режимов исследуемой ЭЭС

№ решения	Активная мощность в 4 узле, МВт	Реактивная мощность в 4 узле, Мвар	Активное напряжение в 1узле, кВ	Реактивное напряжение в 1узле, кВ	Активное напряжение во 2 узле, кВ	Реактивное напряжение во 2 узле, кВ	Активное напряжение в 3 узле, кВ	Реактивное напряжение в 3 узле, кВ
1	1238,3	3221,8	4,2	97,8	89,6	-4,5	-14,2	-7,8
2	1422,1	3746,4	5,7	98,6	7,4	-5,9	-14,8	-6,8
3	1425,6	3946,7	6	7	90,7	-6,2	-10,5	-8,6
4	1607,9	4469,8	10,6	6,6	6,9	-9,4	-10,3	-6,8
5	1521,4	4225	51,2	5,2	5,4	-12,2	-8,5	-5,5
6	1061,7	2864,7	110,7	4,1	153,5	-10	-6,8	-9
7	1032,2	2540,8	115,7	160,4	4	-9,6	-12,3	-4,2
8	244,3	108,9	211,7	212,4	212,1	-8,9	-9,8	-8

Для определения физически реализуемого решения УР ЭЭС были определены значения потерь мощности для всех 8 решений системы нелинейных уравнений УР ЭЭС (таблица 2).

Как видно из таблицы 2 наименьшее значение модуля суммарных потерь мощности в восьмом варианте решения. Причём это справедливо как для полной мощности, так и по отдельности для активной и реактивной составляющих. В рассмотренном примере физически реализуемое решение можно выделить из инженерных соображений по значениям активных напряжений в узлах ЭЭС, только в 8 варианте решения во всех узлах наиболее близки к значению активного напряжения в базисном узле, но это не гарантирует и не доказывает такого факта для всего множества возможных вариантов схем и параметров ЭЭС [1,4].

Таблица 2. Значения потерь мощности при найденных решениях системы нелинейных уравнений УР исследуемой ЭЭС

№ решения	Суммарное значение потерь мощности	Модуль суммарных значений потерь мощности
1	998,36+2396,13*I	2 595,79
2	1182,11+2931,96*I	3 161,29
3	1185,66+3850,18*I	4 028,6
4	1185,66+3850,18*I	4 028,6
5	1281,42+3953,99*I	4 156,45
6	821,71+1830,39*I	2 006,37
7	792,25+2280,69*I	2 414,37
8	4,36+13,89*I	14,55

Заключение

1. Нелинейные системы уравнений установившихся режимов электроэнергетических систем имеют множество корней (решений), из которых только один является физически реализуемым.

2. Для нахождения единственного, физически реализуемого решения предложена задача оптимизации с целевой функцией нормы вектора потерь мощности при её передаче по линиям электропередачи, в которой функциональными ограничениями являются уравнения установившихся режимов электроэнергетических систем в виде баланса мощности в узлах, а прямыми ограничения-неравенства на переменные.

3. В ходе экспериментальных исследований было показано, что сформированная модель минимизации нормы вектора потерь мощности при её передаче по линиям приводит к физически реализуемому результату при решении задач анализа установившихся режимов электроэнергетических систем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Идельчик, В. И. Расчёты и оптимизация режимов электрических сетей/ В. И. Идельчик. - Москва: Энергоатомиздат, 1988. - 287 с.: - ISBN 5-283-01103-8.

2. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах / Б. И. Аюев, В. В. Давыдов , П. М. Ерохин, В. Г. Нейумин; под ред. проф., д.т.н. П. И. Бартоломея. - Москва: Флинта: Наука, 2008. - 254 с. - ISBN 978-5-9765-0697-8, 978-5-02-034664-2.

3. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами / Л. А. Крумм ; отв. ред. В. К. Щербаков. - Новосибирск : Наука. Сибирское отд-ние, 1981. – 317 с.

4. Гуревич, Ю. Е. Расчёты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова, А. А. Окин. — Москва: Энергоатомиздат, 1990.— 390 с. — ISBN 5-283-01022-8.

5. Milano F. Power System Modelling and Scripting // Springer, 2010, – 578 p. - ISBN 978-3-642-13668-9.

6. Prabha S. Kundur Power System Stability and Control First Edition // McGraw-Hill Education. 1994. – 1176 p. - ISBN 0-07-035958-X.

7. Анапольский, Л. Ю. Численно-аналитическое исследование электроэнергетических систем / Л.Ю. Анапольский // Известия Российской академии наук. Энергетика / гл. ред. Э.П. Волков; учредитель Российская академия наук. – 2006. – N4. – С.16-25.

8. Домышев, А. В. и др. Программно-вычислительный комплекс АНАРЭС. Моделирование электроэнергетической системы в реальном времени // 2010. – 198 с.

9. Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3» Руководство пользователя [электронный ресурс] / В. Г. Неуймин, Е. В. Машалов и др. 2020. – 331 с. — Режим доступа: https://www.rastrwin.ru/download/Files/RastrWin3_2020_10_05.pdf, свободный.

10. Фазылов, Х. Ф. Некоторые вопросы итерационного расчёта установившихся режимов электрических систем / Х. Ф. Фазылов, Т. Х. Насыров – Известия Академии наук. Энергетика и транспорт. 1971, № 6. – стр. 36-44.

11. Ilic M. Network theoretic conditions for existence and uniqueness of steady state solutions to electric power circuits / 1992 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS), DOI: 10.1109/ISCAS.1992.230611.

12. S. Park, R. Y. Zhang, J. Lavaei, and R. Baldick, “Uniqueness of power flow solutions using monotonicity and network topology” / S. Park, R. Y. Zhang, J. Lavaei, and R. Baldick - Published in: IEEE Transactions on Control of Network Systems, Volume: 8, Issue: 1, March 2021. DOI: 10.1109/TCNS.2020.3027783.

13. Haixiang Zhang, SangWoo Park, Javad Lavaei and Ross Baldick Uniqueness of Power Flow Solutions Using Graph-theoretic Notions / IEEE Transactions on Control of Network Systems, Volume: 9 Issue: 1, DOI: 10.1109/TCNS.2022.3145749.

14. Meisel , J. Application of fixed-point techniques to load-flow studies / J. Meisel, R. D. Barnard IEEE Trans. on Power App. Syst., vol. PAS-89, no. 1. – pp. 136–140, Jan. 1970.

15. Максвелл, Дж. К. Трактат об электричестве и магнетизме. В двух томах // Том 1. Москва: Наука, 1989. – 416 с. - ISBN 5-02-000042-6.

СИСТЕМА ОПТИМИЗАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И АНАЛИТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ОНЛАЙН ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ДОЛЕВОГО УЧАСТИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В АРЧМ

Прохоров А.В.[1], Цыденов Е.А.[1], Васильев А.С.[1],
Конухов А.В.[2], Копцев И.О.[2]
[1]ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
[2] АО «СО ЕЭС»

Наблюдаемые в настоящее время рост размерности энергосистем, развитие рыночных механизмов, интеграция возобновляемых источников энергии, появление новых видов сложно-прогнозируемой нагрузки определяют необходимость повышения гибкости и селективности существующей системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ), что может быть обеспечено путём автоматизации расчёта коэффициентов долевого участия (КДУ) регулирующих электростанций (РЭС).

В настоящее время расчёт КДУ выполняется специалистами АО «СО ЕЭС», а алгоритм расчёта выбирается в зависимости от цели регулирования. Расчёт КДУ для задач регулирования частоты и перетоков выполняется с нерегламентированной периодичностью на основе результатов распределения плановых объёмов резерва вторичного регулирования (РВР) между РЭС. Определяющим является принцип равномерности использования РВР РЭС. Для задач, связанных с ограничением перетоков по внутренним сечениям, значения КДУ определяются с использованием расчётной модели (РМ) путём анализа эффективности РЭС – их ранжировании по способности выполнять регулирование перетока в КС при наименьшем использовании РВР.

Отсутствие актуальной информации о режиме работы электроэнергетической системы (ЭЭС), топологии электрической сети и параметрах РЭС при описанных выше расчётах приводит к тому, что используемые значения КДУ не всегда обеспечивают наилучший результат с точки зрения критериев их выбора. Это, в свою очередь, может приводить к недоиспользованию потенциала системы АРЧМ, а также делает невозможным реализацию комплексных стратегий управления. В связи с этим авторами разработана система оптимизационного моделирования и аналитических расчётов КДУ для автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (далее – Система), которая позволяет повысить гибкость и селективность системы АРЧМ посредством расчёта значений КДУ на основе интеллектуального анализа данных, поступающих из внешних информационных систем.

Система реализована в виде веб-приложения, выполняющего непрерывно или по заданию пользователя следующий алгоритм расчёта, который более детально описан в [1]:

1. Для контролируемого сечения или связи d установить ошибку регулирования перетока мощности $\varepsilon_d \in \mathbb{R}$.
2. Рассчитать целевое значение регулируемого перетока.
3. Определить значения активной мощности РЭС, при которых регулируемый переток достигает целевого значения.
4. Рассчитать управляющие воздействия на РЭС, реализованные для достижения целевого значения перетока.
5. Определить значения КДУ РЭС.

Ключевым этапом алгоритма является шаг 3, который выполняется с учётом актуальной информации о режиме работы ЭЭС. С целью формализовать и автоматизировать данный этап расчёта используются оптимизационные модели для описания задачи регулирования и расчётные модели (РМ) ЭЭС, представленные в формате *rg2 или в виде искусственной нейронной сети (ИНС) в формате *onnx, обученной на основе классической РМ.

Под управлением АРЧМ может находиться несколько РЭС, а достижение цели регулирования может определяться несколькими критериями, поэтому рассматриваемая задача расчёта КДУ является многомерной и многокритериальной задачей оптимизации.

В качестве основного критерия оптимизации задана целевая функция (ЦФ) $f_1\colon \mathbb{R}^A \to \mathbb{R}$, которая позволяет минимизировать использование вторичных резервов для A РЭС, то есть обеспечить наиболее эффективное регулирование перетока:

$$f_1\left(\boldsymbol{p}^{G.AGC}\right) = \sum_{a=1}^{A} k_a^{R.AGC} \cdot \left|p_a^{G.AGC} - \hat{p}_a^{G.AGC}\right|^{\beta} \tag{1}$$

где $\beta \in \mathbb{R}$ — положительная константа, позволяющая изменять загрузку РЭС так, чтобы более равномерно расходовать резервы;

$k_a^{\mathrm{R.AGC}} \in \mathbb{R}$ — коэффициенты, заданные в соответствии с располагаемым объёмом вторичных резервов РЭС.

При необходимости контроля загрузки смежных или внутренних сечений и (или) связей к задаче оптимизации добавляется ряд дополнительных критериев оптимизации:

1. Минимизация отклонения перетока в сечении или связи.
2. Минимизация отклонения перетока в сечении или связи при превышении его допустимого значения в процессе оптимизации.

Для решения рассматриваемой многокритериальной задачи оптимизации критерии объединяются в единую ЦФ методом взвешенной суммы, а для учёта ограничений используется метод штрафов. Для поиска решения могут использоваться различные методы оптимизации. В данной работе представлены результаты, полученные с помощью метода дифференциальной эволюции.

Для демонстрации эффектов от применения Системы выполнено её тестирование на основе 195 срезов режима работы ОЭС Сибири. Шаг по времени между отдельными срезами является переменным и в среднем составляет порядка 100 с. Чтобы сопоставить результаты расчёта с фактическими значениями КДУ АРЧМ за рассматриваемый период времени выполнены расчёты режимов в RastrWin3, в рамках которых мощность РЭС изменялась на величину равную произведению суммарного задания внеплановой мощности (ЗВМ) и КДУ.

Результаты расчёта КДУ для АРПЧ регулятора контролируемого сечения (КС) Казахстан-Сибирь 1 представлены на рисунке 1,б. на примере случаев действия регулятора на загрузку РЭС.

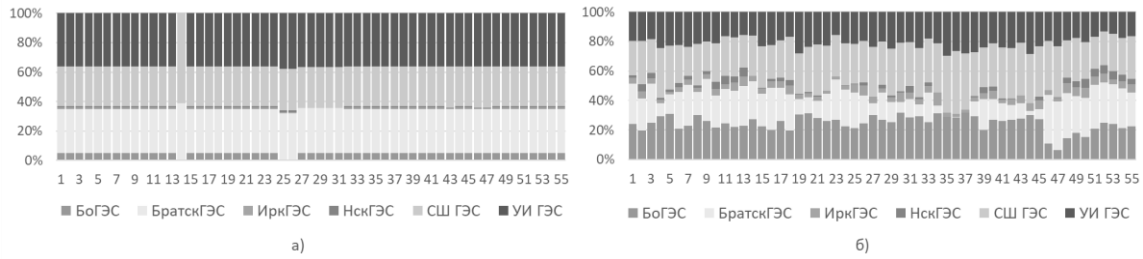


Рис. 1. Значения КДУ для случаев загрузки РЭС: а — результаты расчёта КДУ, б — фактические значения КДУ АРЧМ.

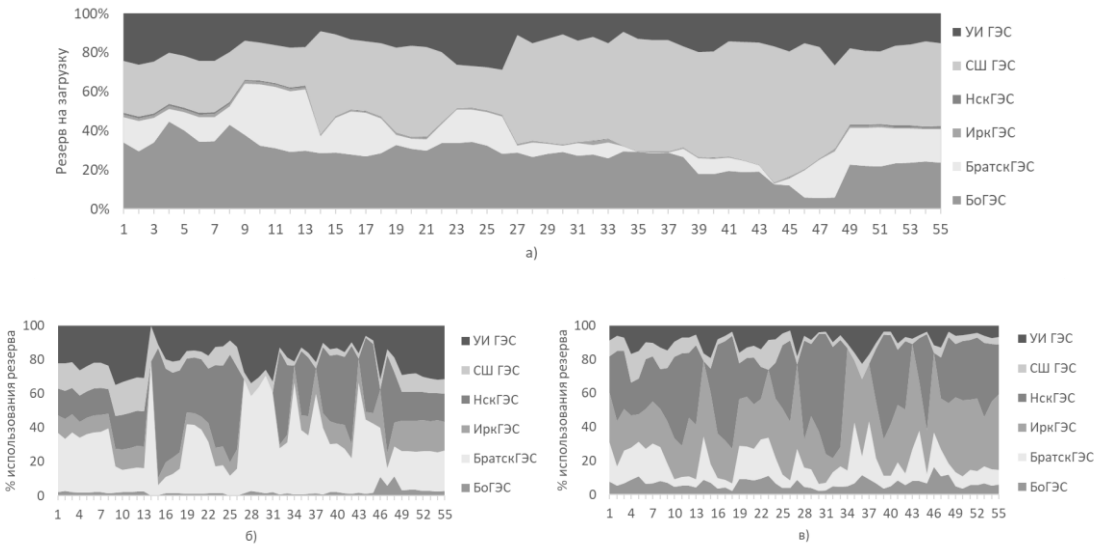


Рис. 2. Нормированные графики с накоплением: а — резервы РЭС на загрузку, степень использования резерва б — при фактических значениях КДУ АРЧМ, в — при расчётных значениях КДУ.

При сопоставлении результатов расчёта с фактическими значениями КДУ системы АРЧМ на рисунке 1, а также с нормированными величинами резервов на загрузку РЭС на рисунке 2, видно, что рассчитанные значения КДУ более точно отражают фактическое соотношение между располагаемыми резервами РЭС.

Графики степени использования резерва при расчётных и фактических КДУ, представленные на рисунках 2,б и 2,в, соответственно, также иллюстрирую факт более равномерного использования резервов при рассчитанных значениях КДУ.

$$\%\text{использования резерва} = \left(\frac{\Delta p_a^{G.AGC}}{\overline{p}_a^{R.AGC}}\right) \cdot 100\% \quad \forall a \in \{1, \dots, A\} \tag{2}$$

Значение задаваемой при расчёте КДУ ошибки регулирования ε_d оказывает непосредственное влияние на результаты. На рисунках 3, а, б видно, КДУ некоторых РЭС равны нулю, что связано с отсутствием резервов. При этом с ростом ε_d увеличивается число случаев, когда КДУ отдельных РЭС стремятся к нулю. Это объясняется тем, что при больших значениях ε_d регулировочный диапазон этих РЭС оказывается меньше ε_d и алгоритм оптимизации фиксируя, что изменение мощности данных РЭС приводит к штрафам ЦФ за нарушение границ регулировочного диапазона, останавливает их загрузку на некотором уровне. В итоге результирующие значения КДУ таких РЭС буду снижаться. Кроме того, снижается число переменных, значения которых изменяются в процессе оптимизации, что приводит к сокращению времени расчёта — рисунок 3, в. Наименьшее время расчёта на рисунке 3, в, г — порядка 200 с, что соответствует случаям, когда КДУ Саяно-Шушенской ГЭС равны нулю в связи с отсутствием резервов, а КДУ Новосибирской ГЭС и Иркутской ГЭС снижены ввиду малой величины располагаемых резервов и выхода на границы регулировочного диапазона в процессе оптимизации.

Таким образом, использование фактического значения ε_d при расчётах для задач регулирования перетоков является предпочтительным, так как в этом случае КДУ оцениваются исходя из достаточности располагаемых резервов вторичного регулирования каждой из РЭС для изменения перетока на заданную величину.

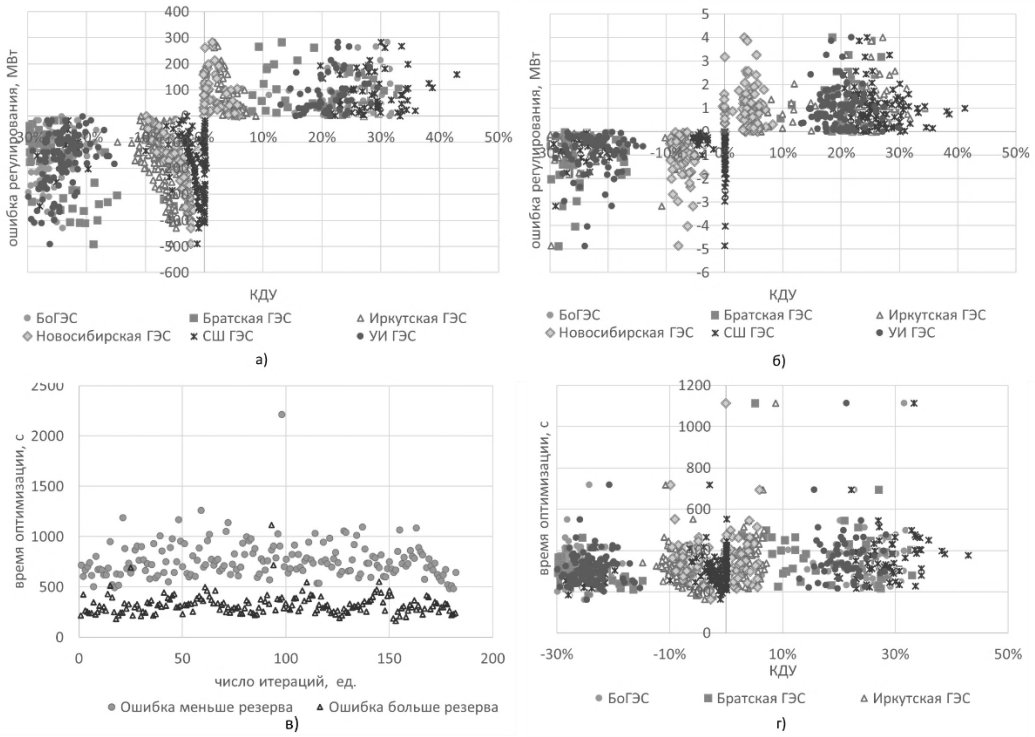


Рис. 3. Результаты расчёта КДУ: а — ε_d разница между уставкой и фактическим значением перетока в КС, б — ε_d сумма накопленных на интервале 10 с (с учётом шага меток времени) значений ТИ ЗВМ РЭС, в — время расчёта для а и б, г — время расчёта и КДУ для а.

В качестве примера выполнения расчётов КДУ для многоцелевых задач регулирования, рассмотрена задача ограничения перетока в основном КС Красноярск, Хакасия — Запад при поддержании перетока в смежном КС Братск-Красноярск (переток на восток). При разгрузке основного КС, алгоритм должен занижать КДУ Братской ГЭС и Усть-Илимской ГЭС, таким образом, чтобы поддерживать неизменным переток в смежном КС и максимально возможную при этом эффективность регулирования. Так как момент срабатывания АОП и объем разгрузки заранее не известны, то в рамках расчётов проверялась возможность определения КДУ по принципу 1-ДО. Для этого оценивалась актуальность значений КДУ, полученных расчётным путём для среза с меткой времени 14:07:15 в последующих режимах на интервале 570 с. При этом максимальная длительность цикла расчёта КДУ для рассматриваемой выборки режимов — 413 с.

Из таблицы 1 по величине изменения перетока в основном КС Красноярск, Хакасия — Запад видно, что эффективность разгрузки КС изменяется не значительно при использовании рассчитанных значений КДУ в последующих режимах. При этом она поддерживается выше, чем при использовании значений КДУ, заданных в АРЧМ. В то же время переток в смежном КС Братск-Красноярск остаётся практически неизменным при рассчитанных КДУ.

В таблице 2 приведены результаты оценки влияния величины разгрузки основного КС при использовании КДУ, рассчитанных для ошибки регулирования равной 10 МВт. Из полученных результатов видно, что эффективность регулирования в основном КС снижается не значительно, а наблюдаемые отклонения могут быть связаны с тем, что при разгрузке КС снижаются потери на пути перетоков между РЭС и КС, что несколько снижает эффективность разгрузки. При этом переток в смежном КС также остаётся неизменным.

Таблица 1. Применение расчётных значений КДУ на последующих интервалах управления

Метка времени		14:07:05	14:08:41	14:10:16	14:13:27	14:15:02	14:16:34
$\Delta P_{смеж}$, МВт	$КДУ_{сома}$	0,061	0,063	0,059	0,063	0,064	0,059
	$КДУ_{арчм}$	6,166	6,164	6,158	6,165	6,164	6,157
$\Delta P_{осн}$, МВт	$КДУ_{сома}$	-8,798	-8,796	-8,792	-8,795	-8,788	-8,788
	$КДУ_{арчм}$	-8,773	-8,758	-8,754	-8,765	-8,739	-8,749

Таблица 2. Применение КДУ, рассчитанных для метки 14:07:05, при различных объёмах фактической разгрузки РЭС (для режима 14:15:02)

$\Sigma\Delta P_{РЭС}$, МВт	-10	-100	-300	-600	-800	-900
$\Delta P_{смеж}$, МВт	0,064	0,620	1,749	3,162	3,906	4,214
$\Delta P_{смеж} \cdot \left(\frac{-10}{\Sigma\Delta P_{РЭС}}\right)$, МВт	0,064	0,062	0,058	0,053	0,049	0,047
$\Delta P_{осн}$, МВт	-8,79	-87,88	-263,58	-526,85	-702,15	-789,72
Эфф. рег. осн. КС, о.е.	0,879	0,879	0,879	0,878	0,878	0,877

Заключение

Результаты тестирования Системы показали, что расчёт КДУ на основании данных о фактическом режиме энергосистемы, позволяет:

– обеспечить более равномерное использование резервов, что является основным критерием расчёта КДУ для регуляторов;

– реализовывать более сложные стратегии регулирования с учётом перетоков в смежных сечениях.

Периодичность расчёта до 10 минут позволяет обеспечить достижения цели регулирования, заданные в ЦФ, до окончания следующего цикла расчёта. Таким образом, результаты оптимизации, полученные на основе классической РМ, сохраняют свою актуальность при онлайн режиме работы Системы. При быстрых изменениях режима и смене топологии сети предусмотрено использование ИНС в качестве РМ. Ранее выполненные исследования показали возможность сокращения с её помощью расчётного цикла в 5 и более раз.

Дальнейшие исследования будут связаны с реализацией стратегий двунаправленного регулирования, применения других методов оптимизации, повышения точности ИНС, а также сбору большего объёма статистических результатов расчётов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Цыденов Е., Прохоров А. Автоматическое управление выработкой активной мощности ветроэлектростанций в условиях ограничений пропускной способности сети // Электроэнергия. Передача и распределение. — 2022. — № 4. — С. 28-36.

Исследование поддержано в рамках программы Томского политехнического университета (ПИШ-НИР-2024-007).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНТРОЛЬНЫХ ПУНКТОВ ПО НАПРЯЖЕНИЮ И ГРАНИЦ ГРАФИКА НАПРЯЖЕНИЯ В НИХ ПРИ ОПЕРАТИВНОМ УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМОМ РАБОТЫ ЭЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ СМЗУ

Бачевский В.А.[1], Кац И.М.[1], Лоцман Д.С.[2], Останин А.Ю.[2],
Грищенко Л.Д.[3], Кучко А.В.[4]
[1] ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
[2]Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири,
[3]Филиал АО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ,
[4]Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ

В настоящее время контроль уровней напряжения в операционных зонах диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» осуществляется в контрольных пунктах по напряжению (КП). При этом регулирование напряжения и реактивной мощности в электрической сети должно осуществляться для обеспечения:

– допустимых уровней напряжения на объектах электроэнергетики для оборудования электрических станций и сетей;

– устойчивости генерирующего оборудования, энергосистем и нагрузки потребителей электрической энергии в соответствии с требованиями [1].

В соответствии [2] назначение КП по напряжению и границ напряжения в них, определение эффективности и перечня средств регулирования напряжения осуществляется диспетчерским центром расчётным путём для наиболее характерных режимов работы ЭЭС.

При данных процессах используется, как правило, наиболее тяжёлые схемно-режимные ситуации и данные о величинах допустимых перетоков активной мощности (ДП) в контролируемых сечениях (КС), определённые по Положению по управлению режимами работы соответствующих энергосистем.

При этом, в настоящее время процессы, связанные с определением величин ДП на стадии оперативного управления ЭЭС могут осуществляться на основе результатов функционирования системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) для текущего режима работы ЭЭС, а процесс планирования режима работы ЭЭС по напряжению при этом основывается на предварительных расчётах установившихся режимов.

Это приводит к тому, что при управлении режимами работы ЭЭС возникают случаи, в которых в конкретных, отдельно взятых схемно-режимных ситуациях, требования к уровням напряжения в назначенных КП по напряжению являются избыточными, в некоторых случаях отсутствует необходимость контролировать уровни напряжения в ряде КП.

Решением данной проблемы является изменение подхода к определению уровней напряжения в узлах ЭЭС, где их необходимо контролировать, при котором в качестве величин ДП следует использовать результаты функционирования СМЗУ, а сами контрольные пункты по напряжению и границы графика напряжения в них назначать для текущего режима работы ЭЭС.

Алгоритм определения перечня контрольных пунктов с границами графика напряжения

Для решения поставленной задачи предлагается осуществлять постоянный мониторинг наблюдаемых узлов ЭЭС, по результатам которого будут непрерывно назначаться актуальные для текущей схемы КП с границами графика напряжения (ГН) в них.

В основе разработанного алгоритма, лежит взаимодействие с СМЗУ, которая предназначена для автоматического определения значений МДП с учётом действия устройств противоаварийной автоматики (ПА), а также АДП в заданных КС по заранее заданному перечню нормативных возмущений на основе данных телеметрической информации, поступающей из ОИК. На рисунке 1 приведён укрупнённый алгоритм функционирования СМЗУ.

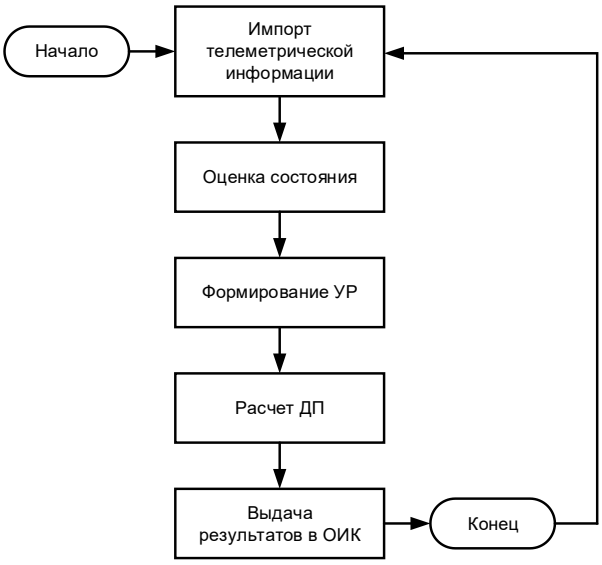


Рис. 1. Алгоритм функционирования СМЗУ

Принцип работы разработанного алгоритма заключается в поочерёдном получение срезов режима от СМЗУ с последующим определением КП и расчётом нижней и верхней границы графика напряжения для активных КС в данном срезе. При этом в повторно назначенных КП значения границ ГН уточняются, таким образом, что для нижней границы принимаются наибольшее полученное значение, а для верхней границы наименьшее.

Укрупнённый алгоритм определения контрольных пунктов по напряжению и границ ГН в них приведён на рисунке 2.

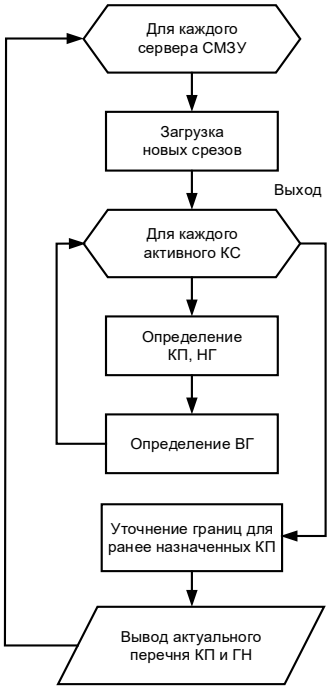


Рис. 2. Алгоритм определения контрольных пунктов
по напряжению и границ графиков напряжения в них

Модуль определения перечня контрольных пунктов по напряжению и нижней границы графика напряжения

Данный модуль позволяет определять в режиме реального времени перечень контрольных пунктов по напряжению, а также значение нижней границы графика напряжения с учётом действия устройств ПА.

Перечень контрольных пунктов по напряжению определяется по скорости снижения напряжения в узлах, следующим образом:

$$\frac{\Delta U}{\Delta P} = \frac{U_i(0{,}92P_{\text{пред}}) - U_i(P_{\text{пред}})}{0{,}08P_{\text{пред}}} \quad (1)$$

где Рпред – предельный переток в КС, МВт;

Ui(0,92Рпред) – напряжение в i-ом узле при перетоке в КС равном 0,92Рпред, кВ;

Ui(Рпред) – напряжение в i-ом узле при перетоке в КС равном Рпред, кВ.

Расчёт скорости снижения напряжения выполняется в нормальных и послеаварийных режимах, рассматриваемых при расчётах допустимых перетоков мощности с помощью СМЗУ для каждого из КС.

В результате расчёта всей совокупности режимов в качестве КП назначаются узлы ЭЭС, скорость снижения напряжения в которых отличается не более чем на величину δ, которая задаётся в процентах от максимальной скорости снижения напряжения.

Определение нижней границы графика напряжения выполняется параллельно вместе с определением перечня КП. В зависимости от текущего рассматриваемого режима выполняется определённый перечень действий.

Для нормального режима для каждого из узлов расчётной модели определяется значение напряжения, соответствующее условию обеспечения 20% и 8% запаса по статической устойчивости.

Далее, за нижнюю границу графика напряжения принимается величина МДН, после чего рассматриваются различные послеаварийные режимы. Для них определяется величина предельного перетока мощности, который снижается на 8%. Данный переток устанавливается в режиме, восстанавливается доаварийный режим и измеряется напряжение Uдар(Uпар). Данное напряжение сравнивается со значением нижней границы ГН Uнг. В тех случая, когда условие Uнг <Uдар(Uпар) выполняется, то в качестве нижней границы назначается Uдар(Uпар).

Следующий этап заключается в определение максимального значения нижней границы графика напряжения для каждого из наблюдаемых узлов среди всего перечня рассчитанных режимов.

Заключительным этапом работы данного модуля является формирование перечня значений МДН, АДН, нижней границы графика напряжения для каждого из назначенных КП.

Модуль определения верхней границы графика напряжения

Для каждого полученного контрольного пункта по напряжению осуществляется определение верхней границы графика напряжения.

На первом этапе производится проверка значений напряжения в сети высокого напряжения (ВН) для каждого из зависимых узлов и в сети низкого напряжения(НН) для каждого из КП в сети НН. Проверка производится в нормальном режиме. Ограничивающим фактором является значение наибольшего рабочего напряжения. Если значения напряжения не удовлетворяют условиям, то производится регулирование напряжения, путём изменения состояния средств регулирования напряжения. Если мощность средств регулирования напряжения полностью исчерпана, то производится корректировка верхней границы в рассматриваемом КП.

Далее производится проверка в послеаварийном режиме после расчётных возмущений. Значения напряжения в сети высокого напряжения для каждого из зависимых узлов

сравниваются с наибольшими рабочими значениями. А в сети НН для каждого из КП сравниваются с верхней границей графика напряжения в этих КП. При выходе значений за допустимые производится регулирование напряжения, до исчерпания мощности средств регулирования напряжения. Если значения напряжений все ещё не удовлетворяют условию производится коррекция напряжения в контрольном пункте.

Следующий этап заключается в восстановлении доаварийного режима, которое подразумевает снятие аварийного возмущения и восстановление состояния всех задействованных средств регулирования напряжения. Восстановления средств регулирования напряжения необходимо для того, чтобы значение напряжения в КП после восстановления до аварийного режима, которое соответствует значению верхней границы графика напряжения, не было необоснованно занижено и соответствовало верхней границе графика напряжения.

После рассмотрения всех аварийных возмущений происходит запись значения верхней границы ГН для рассматриваемого КП. Значение напряжения в КП в конце работы алгоритма и будет соответствовать верхней границе ГН.

Результаты работы алгоритма по определению перечня контрольных пунктов с границами графика напряжения

Исследование работоспособности комплексного алгоритма по определению перечня КП и назначению границ графика напряжения осуществлялось на расчётной модели энергосистемы Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. В качестве расчётных моделей использовались данные модели, полученной с помощью СМЗУ за 17.03.2024.

Расчёты по определению перечня КП и назначению границ графика напряжения выполнялись для КС Казахстан-Сибирь-1.

Для исследования работоспособности алгоритма по определению перечня КП по напряжению и границ ГН выполнена серия расчётов с учётом действия устройств ПА. При расчёте учитывались управляющие воздействия от ЛАПНУ ПС 1150 кВ Алтай и других видов ПА, учитываемых при определении ДП в КС Казахстан-Сибирь-1 (в Сибирь).

Максимальное значение нижней границы графика напряжения было получено для послеаварийного режима, связанного с отключением трансформатора Т1 с двумя генераторами Саяно-Шушенской ГЭС и возникновением аварийного небаланса активной мощности порядка 1150 МВт. В таблице 1 приведён итоговый перечень КП по напряжению и значения нижней границы графика напряжения, полученные в ходе работы алгоритма.

Таблица 1 – Итоговый перечень КП и нижней границы графика напряжения без ПА

Название	МДН, кВ	АДН, кВ	Нижняя граница ГН, кВ	Текущее значение нижней границы ГН, кВ
ПС 500 кВ Барабинская	484,45	450,60	497,72	510
ПС 500 кВ Рубцовская	486,54	463,47	494,94	495

В таблице 2 приведены результаты расчётов верхней границы графика напряжения.

Таблица 2 – Результаты расчётов верхней границы графика напряжения

Название	Верхняя граница ГН, кВ	Текущее значение верхней границы ГН, кВ
ПС 500 кВ Барабинская	525	525
ПС 500 кВ Рубцовская	525	525

В таблице 3 приведены объёмы управляющих воздействий на отключение нагрузки для определяющей аварии с отключением Т1 Саяно-Шушенской ГЭС.

Таблица 3 – Объёмы УВ на отключение нагрузки для определяющей аварии с отключением Т1 Саяно-Шушенской ГЭС

Название автоматики	Действие	Объем управляющих воздействий, МВт
АРОБ СШ ГЭС	Отключение нагрузки	468,23

Полученные результаты расчётов с учётом действия устройств ПА позволили уточнить значения границ графика напряжения в существующих КП по напряжению за счёт учёта фактического режима, который сложится в ОЭС Сибири в послеаварийных режимах с учётом действия устройств ПА.

Заключение

Разработанный алгоритм позволяет опередить актуальный перечень контрольных пунктов по напряжению и значения границ графиков напряжения на основе данных текущего режима работы ЭЭС. При определении перечня контрольных пунктов по напряжению и значений границ графика напряжения следует рассматривать актуальный перечень послеаварийных режимов, используемый при расчётах допустимых перетоков мощности в СМЗУ с учётом действия ПА для текущей схемно-режимной ситуации.

Результатом работы алгоритма является актуальный перечень контрольных пунктов по напряжению, а также значения границ графика напряжения, определённые для текущего режима работы ЭЭС.

Данный алгоритм может применяться в диспетчерских центрах при управлении режимом работы ЭЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.08.2018 N 52023) // Собрание законодательства. – 2018.

2. СТО 59012820.27.010.002-2014. Правила разработки графика напряжения в контрольных пунктах диспетчерского центра АО «СО ЕЭС». Утверждён и введён в действие 20.03.2014.

О ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Наумкин Р.Б.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

Балансы электрической энергии и мощности

Баланс электрической энергии (мощности) энергосистемы – система показателей, характеризующая соотношение между потреблением и генерацией в энергосистеме с учётом перетоков с другими энергосистемами в сальдированном выражении [1].

Разработка прогнозных балансов электрической энергии (мощности) на календарный год производится в целях планирования ремонтной кампании энергетического и электросетевого оборудования, разработки заданий по настройке противоаварийной автоматики, определения объёмов графиков аварийного ограничения режима потребления, оценки величин перетоков со смежными энергосистемами, определения потребности в объёмах поставки топлива электростанциям, определения потребности в видах и объёмах оказания услуг по обеспечению системной надёжности. Разработка прогнозных балансов электрической энергии (мощности) на среднесрочный и долгосрочный периоды осуществляется с целью выявления дефицитов электрической энергии (мощности) и принятия соответствующих решений по перспективному развитию.

При рассмотрении отдельных энергорайонов с небольшой величиной генерации и отсутствии в них гидроэлектростанций и возобновляемых источников электроэнергии актуальна оценка балансов мощности в периоды максимальных рисков возникновения дефицита: с декабря по февраль для температурных условий, соответствующих холодной пятидневке, и с июля по август для температурных условий, соответствующих периоду экстремально высоких температур. Для энергорайонов и энергосистем с присутствием в структуре генерирующих мощностей гидроэлектростанций помимо оценки баланса мощности актуальна также оценка баланса электрической энергии, в том числе для условий маловодного года, а при наличии возобновляемых источников электроэнергии – оценка баланса мощности внутри суток.

Расчётные дефициты электрической энергии (мощности) в энергорайонах и их ликвидация

Возникновение расчётных дефицитов электроэнергии и мощности в энергорайонах в среднесрочной перспективе может привести к необходимости отказов от проведения плановых ремонтов энергетического и электросетевого оборудования, переносу на более поздний срок вывода из эксплуатации и увеличению коэффициента использования установленной мощности генерирующего оборудования выше предельных значений, что, в свою очередь, приведёт к росту аварийных ремонтов и спровоцирует каскадный процесс снижения резервов мощности. В таких условиях проведение ремонтов энергетического и электросетевого оборудования возможно только по согласованию с региональными штабами по обеспечению безопасности электроснабжения с учётом вероятности возникновения рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления.

С целью исключения прогнозных расчётных дефицитов электроэнергии должны быть разработаны и реализованы мероприятия, направленные на перспективное развитие электроэнергетики, такие как:

- строительство генерирующих мощностей, в первую очередь с базовой нагрузкой;
- развитие электросетевого комплекса с целью повышения пропускной способности электропередачи, в том числе совершенствование систем противоаварийной автоматики;
- применение цифровых технологий повышения пропускной способности электрической сети, например, системы мониторинга запасов устойчивости в контролируемом сечении.

В отношении прогнозных дефицитов мощности в отдельных режимных условиях в дополнение к вышеуказанным мероприятиям могут быть реализованы: строительство пиковых генерирующих мощностей, применение накопителей электроэнергии с учётом оптимального их размещения, а также использование рыночных механизмов управления спросом.

Анализ балансов электроэнергии и мощности на примере юго-восточной части ОЭС Сибири

В качестве примера энергодефицитного района рассмотрим юго-восточную часть ОЭС Сибири (далее – ЮВЧ), включающую в себя Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский энергорайоны Иркутской области, а также южные энергорайоны Республики Бурятия и Забайкальского края. За 5 лет максимальное потребление ЮВЧ увеличилось на 25 %, динамика максимумов потребления ЮВЧ в осенне-зимний период (далее – ОЗП) приведена на рисунке 1.

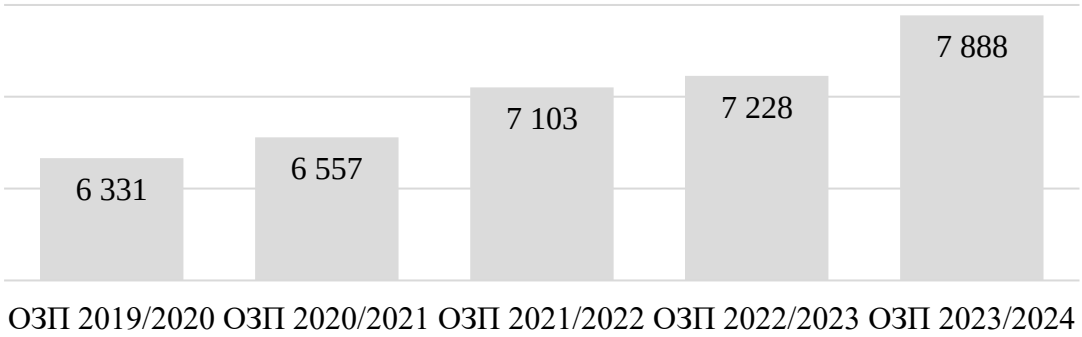


Рис. 1. Динамика максимумов потребления ЮВЧ, МВт

Вследствие роста потребления в ЮВЧ произошло соответствующее увеличение коэффициента использования установленной мощности тепловых электростанций (далее – ТЭС) и сформировался кратный рост аварийного снижения мощности ТЭС (рисунки 2 и 3) до максимальной величины 1358 МВт.

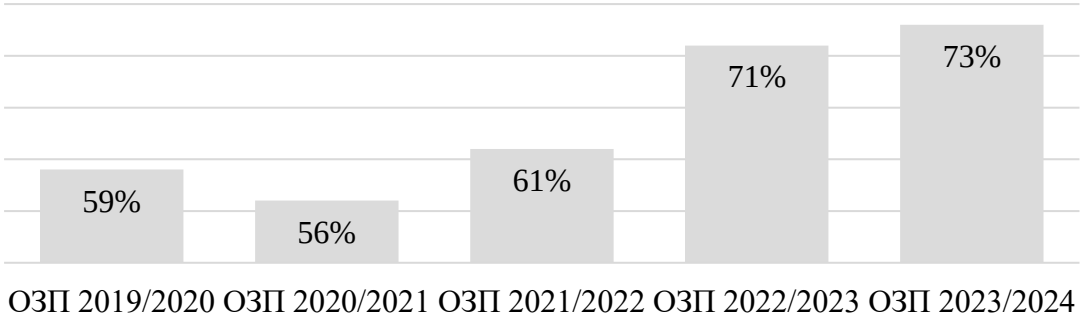


Рис. 2. Динамика коэффициентов использования установленной мощности ТЭС ЮВЧ, %

В ходе детального анализа были определены основные причины роста потребления мощности ЮВЧ в ОЗП 2023/2024 гг.: увеличение майнинговой и электроотопительной нагрузки.

Основным драйвером роста потребления в части электроотопления послужило распространение индивидуального жилого строительства. Рост электропотребления в условиях низких температур окружающего воздуха и их длительного стояния на примере декабря 2023 года приведён на рисунке 4.

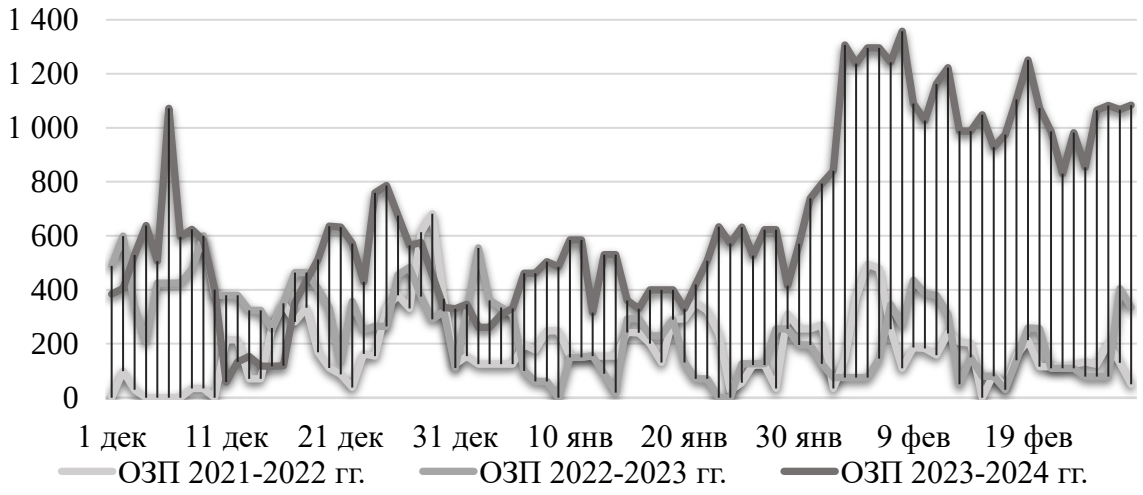


Рис. 3. Динамика аварийного снижения мощности ТЭС ЮВЧ в ОЗП, МВт

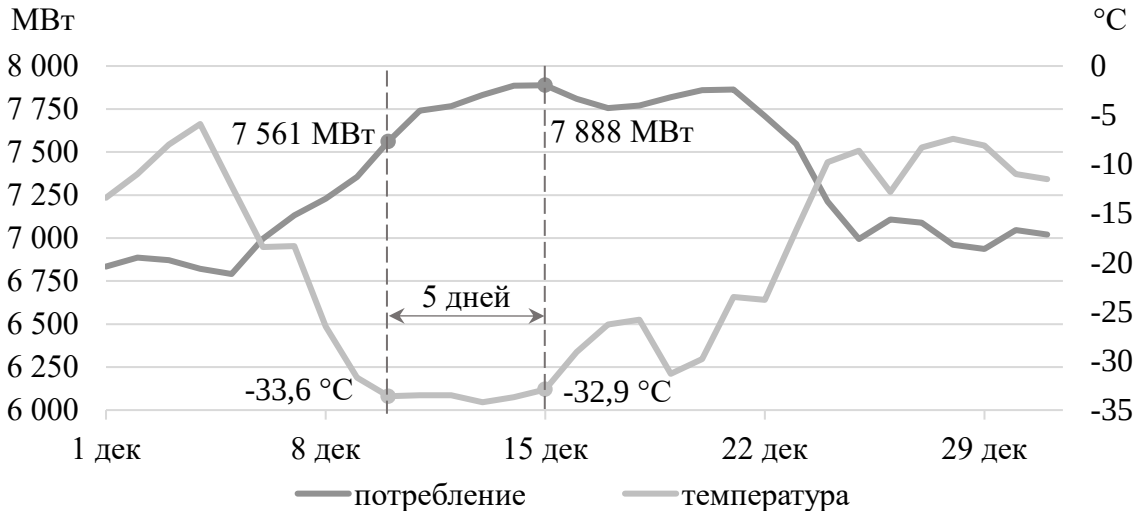


Рис. 4. Динамика изменения максимального суточного потребления мощности и среднесуточной температуры в ЮВЧ за декабрь 2023 г.

По ЮВЧ и по ОЭС Сибири в целом в ОЗП 2023/2024 наблюдается значительное увеличение потребления населением. На рисунке 5 показана динамика изменения потребления в категории «население и приравненные к нему категории потребителей» [3] в ЮВЧ.

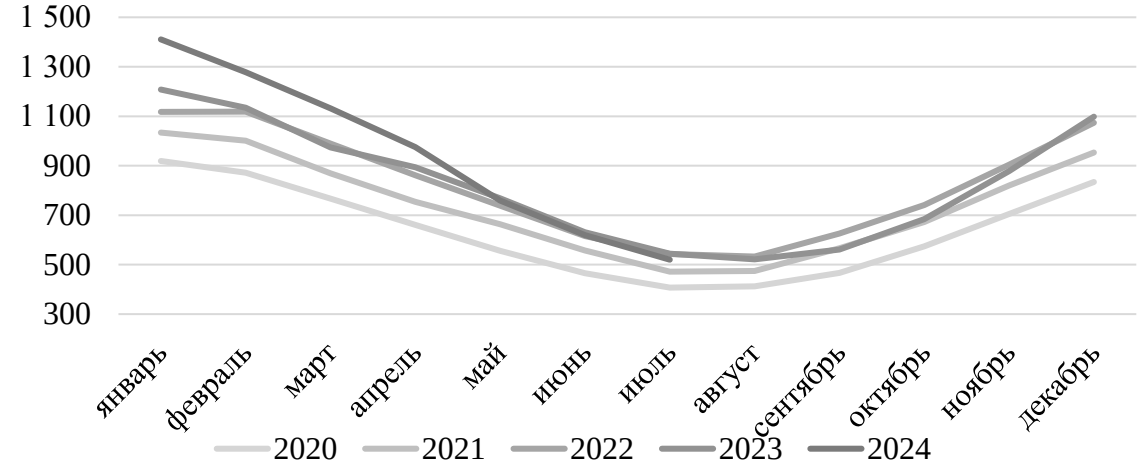


Рис. 5. Динамика изменения потребления в категории «население и приравненные к нему категории потребителей» в ЮВЧ, млн. кВтч

Из рисунка 5 видно, что с 2020 по 2022 годы по ЮВЧ наблюдался базовый рост электропотребления в категории «население и приравненные к нему категории потребителей», в основном в части Иркутской области вследствие низких тарифов на электроэнергию. Равномерный прирост потребления электроэнергии в течение года указывает на увеличение преимущественно майнинговой нагрузки. Экспертно рассчитанная величина потребления мощности «серого» майнинга (то есть майнингового потребления, не относящегося к таковому на основании документов на технологическое присоединение) населением составляет порядка 160 МВт, определена как разница потребления электрической энергии по южной части Иркутской области в июле 2020 года и июле 2024 года (летние периоды приняты с целью исключения влияния электроотопления).

Величина потребления мощности «серого» майнинга по прочим потребителям определена как разница потребления в июле 2020 года и июле 2024 года по южной части Иркутской области за вычетом потребления наблюдаемых потребителей, собственных нужд электростанций, официального «белого» майнинга и населения, экспертно рассчитанная величина также составила порядка 160 МВт.

Итоговая величина «серого» майнинга в целом по ОЭС Сибири оценивается более 500 МВт.

Как показано на рисунке 5, с 2022 года по настоящее время рост потребления населением в летние месяцы не наблюдается, что указывает на прекращение распространение майнинговой нагрузки. Однако расчётная величина «серого» майнинга по прочим потребителям включает в себя увеличение коммерческих потерь электроэнергии в сетях территориальных сетевых организаций. Динамика суммарных и расчётных технических потерь в Иркутской области приведена на рисунке 6.

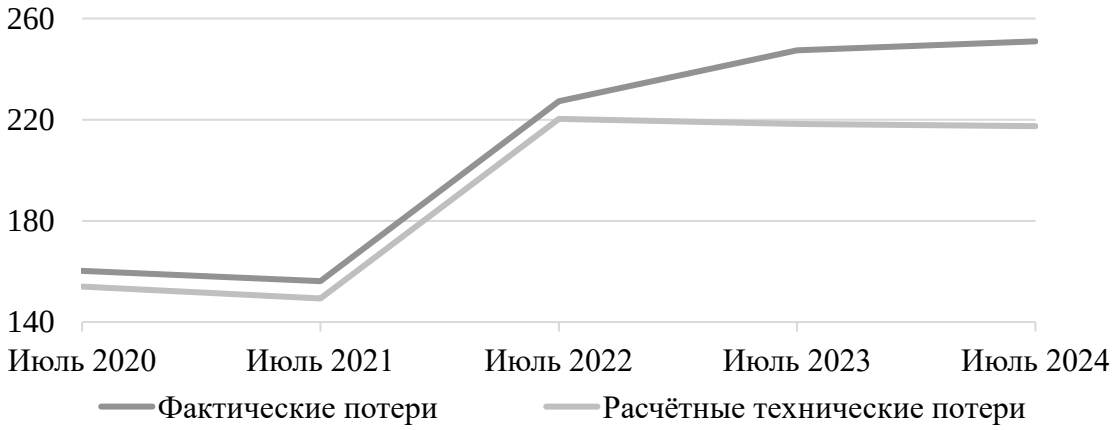


Рис. 6. Динамика изменения фактических и расчётных технических потерь электроэнергии в Иркутской области, млн. кВтч

Как видно из рисунков 5 и 6, одновременно с прекращением роста электропотребления населением наблюдается увеличение коммерческих потерь электроэнергии в сетях территориальных сетевых организаций, что, предположительно, указывает на безучётное потребление майнинговой нагрузки.

На рисунке 7 приведена динамика изменения фактического потребления «белого» майнинга в ЮВЧ, текущая оценка данной величины составляет порядка 340 МВт с перспективой увеличения до 120 МВт в 2025 году на основании заключённых договоров на технологическое присоединение.

В настоящее время оценка дефицита в ЮВЧ при возникновении единичной ремонтной схемы в контролируемом сечении «Братск-Иркутск» составляет 1021 МВт с увеличением до 2885 МВт при учёте максимального аварийного снижения мощности ТЭС в ОЗП 2023/2024 и стратегического резерва мощности (5% от прогнозного потребления).

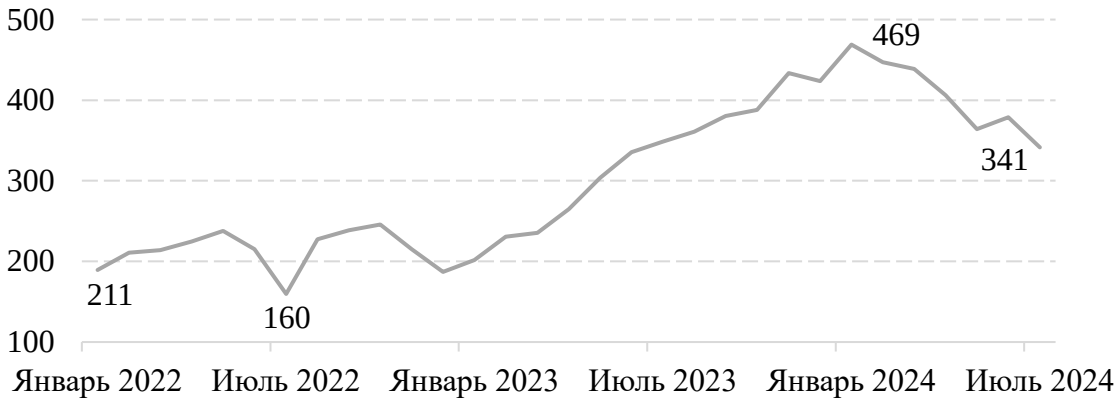


Рис. 7. Динамика изменения фактического потребления «белого» майнинга в ЮВЧ, МВт

По итогам определения прогнозных дефицитов мощности в ЮВЧ с целью их ликвидации на основании [4] и [5] проведены конкурентные отборы мощности, отобрано 1305 МВт новой генерации со сроком ввода 2028-2029 гг.

Для покрытия оставшегося прогнозируемого роста потребления к 2030 г. в рамках формирования СиПР ЭЭС РФ на 2025-2030 гг. разработано комплексное решение со строительством двухполюсной передачи постоянного тока ±400 кВ от ПС 1150 кВ Итатская до ПС 500 кВ Ключи пропускной способностью 1500 МВт протяжённостью 1420 км и сооружением генерирующих мощностей не менее 1385 МВт.

Выводы:

− прогнозируемое возникновение дефицитов электроэнергии или мощности требует проработки различных решений для их ликвидации;

− для принятия обоснованных решений по краткосрочному и перспективному планированию требуется разработка балансов электроэнергии и мощности с детальным анализом причин возникновения соответствующих дефицитов;

− при проведении детального анализа причин изменения электропотребления следует применять как можно более широкий набор инструментов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ. – 20.08.2018. – № 34. – Ст. 5483.

2. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 06.12.2022 № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 30.12.2022 №71920).

3. Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» // Собрание законодательства РФ. – 23.01.2012. – № 4. – Ст. 504.

4. Распоряжение Правительства РФ от 20.01.2024 №102-р // Собрание законодательства РФ. – 29.01.2024. – № 5. – Ст. 730.

5. Распоряжение Правительства РФ от 18.07.2024 №1920-р // Собрание законодательства РФ. – 22.07.2024. – № 30. – Ст. 4425.

МЕТОД СТАТИСТИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ, СТАТИЧЕСКОЕ УТЯЖЕЛЕНИЕ, ДИНАМИЧЕСКОЕ УТЯЖЕЛЕНИЕ

Вагапов Н.Р.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

В настоящее время общепринятым способом определения перетоков активной мощности предельных по статической апериодической устойчивости является использование процедуры утяжеления электроэнергетического режима, основанное на выполнении серии расчётов установившихся режимов.

Значение расчётного предельного перетока зависит от ряда влияющих факторов (далее – ВФ) таких как состав генераторов на электрических станциях вблизи от контролируемого сечения, эксплуатационное состояние средств компенсации реактивной мощности и др. Задача определения предельного перетока сводится к необходимости учитывать большое количество возможных значений и сочетаний ВФ. Значения ВФ и их сочетание являются случайными из чего следует, что вероятность выбранного предельного перетока, при учёте ВФ «наихудшим образом» остаётся неизвестной, ровно, как и то, как предельный переток соотносится с вероятностью практически возможных перетоков. Если фактически вероятность назначенного перетока окажется малой, то это может привести к неоправданному недоиспользованию пропускной способности электрической сети. В связи с этим в работах [1] и [2] предложена методика определения предельных перетоков с учётом случайного характера ВФ на основе применения метода статистических испытаний (метод Монте-Карло). Эта методика реализована с использованием комплекса для расчёта установившихся режимов Rastrwin.

Кроме риска получения неоправданно заниженных значений при определении предельных перетоков активной мощности в расчётах установившихся режимов имеет место также сложность определения действительного опасного сечения. В ряде случаев опасное сечение не совпадает с контролируемым сечением, что подтверждается опытом эксплуатации ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири, которое зачастую выявляет сечения отличные от контролируемых. Использование дополнительных признаков, таких как уровни и разность фаз напряжений в узлах сети, близких контролируемому сечению, также не всегда гарантирует достоверное определение опасного сечения.

Также следует отметить, что определение предельного перетока по фактору несходимости итерационного процесса решения нелинейных уравнений уставившегося режима строго справедливо при условии, если в процессе утяжеления режима генераторные узлы остаются заданными активной мощностью и заданным напряжением (P-U модель) [3]. При достижении ограничения по реактивной мощности модель генераторных узлов автоматически заменяется на P-Q модель (заданная активная мощность и заданная реактивная мощность). Такая модель не точно отображает режим генераторов, так как фактически ограничение имеет место не по реактивной мощности, а по току возбуждения. При этом реактивная мощность генератора в процессе утяжеления продолжает изменяться. Кроме этого, допущение о неизменности напряжения на выводах генераторов соответствует реальным условиям работы генератора только при наличии интегральной составляющей в составе регулирующих воздействий автоматического регулятора возбуждения (далее – АРВ).

В связи с этими обстоятельствами, рассматривается возможность определения предельных перетоков по САУ не в моделях установившихся режимов, а в расчётных моделях электромеханических переходных процессов путём медленного изменения параметров по траектории утяжеления. При этом влияние АРВ соответствует свойствам конкретной его модели, принятой в расчётах. Насколько нам известно, такой способ определения предельных перетоков по статической апериодической устойчивости в расчётных моделях переходных

процессов предложен Меркурьевым Г.В и Шаргиным Ю.М. и назван ими динамическим балансированием [4]. В настоящей статье используется название «динамическое утяжеление».

При динамическом утяжелении однозначно может быть выявлено сечение асинхронного режима по расположению электрического центра качаний (далее – ЭЦК).

Представляется также целесообразным при определении предельных по САУ в расчётных моделях переходных процессов учитывать случайный характер значений и сочетаний ВФ. Для решения задачи в такой постановке в рассматриваемой статье используется программно-вычислительный комплекс Eurostag.

В целом, при учёте случайного характера значений и сочетаний ВФ при определении предельных перетоков как в моделях установившихся режимов, так и в моделях переходных процессов может быть получена гистограмма плотности распределения вероятности расчётных предельных перетоков, по которой можно определить вероятность того или иного принятого предельного перетока.

При учёте случайных сочетаний ВФ результаты расчётов предельных перетоков активной мощности будут также случайными значениями, изменяющимися в диапазонах, которые можно считать достоверными только при достаточно большом количестве случайных сочетаний учитываемых ВФ.

Для реализации расчётов требуется связать внешнюю программу, в которой задаются законы распределения ВФ и формируются случайные их сочетания с программой расчёта установившихся режимов RastrWin.

Далее приведём иллюстрацию использования предлагаемой методики на примере определения предельного перетока в сечении «Братск - Красноярск», которое обозначено штрихпунктирной линией на фрагменте схемы, приведённой на рисунке 1.

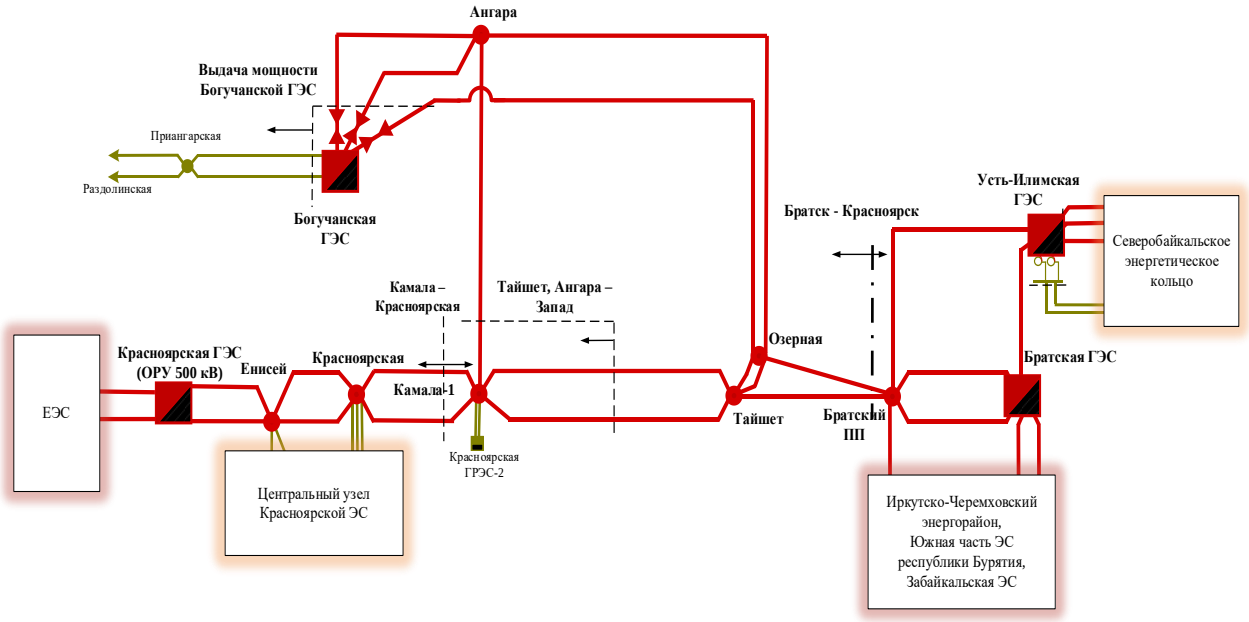


Рис. 1. Фрагмент схемы электропередачи Братск – Красноярск

В качестве ВФ для проводимых расчётов принято количество генераторов на Усть-Илимской ГЭС, Братской ГЭС, Богучанской ГЭС, на стороне 500 кВ Красноярской ГЭС.

Результаты расчётов для принятого сечения в ремонтной схеме с отключённой ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет в виде гистограммы представлены на рисунке 2. Количество сочетаний ВФ принято равным 600.

Расчётная гистограмма плотности распределения значений предельного перетока приведена на рисунке 2.

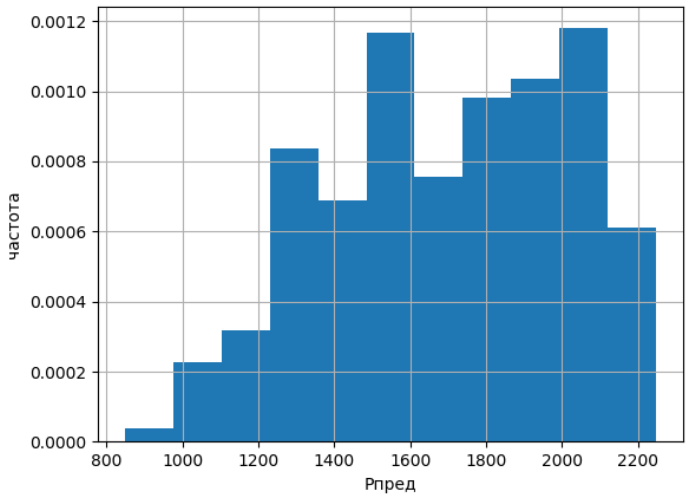


Рис. 2. Гистограмма плотности распределения вероятности предельных перетоков, рассчитанная в математической модели УР

Основные характеристики статические характеристики по полученной гистограмме приведены в таблице 1.

Таблица 1. Статистические показатели результатов расчётов в математической модели УР

Параметр	Математическое ожидание	Среднеквадратическое отклонение	Минимум	Максимум
Предельный переток	1700.57	315.62	846.94	2249.50

Показанная на рисунке 2 гистограмма позволяет судить о вероятности того или иного предельного перетока активной мощности.

Для практического использования результатов полезно определить степень влияния каждого фактора на предельный переток активной мощности.

Под значимостью ВФ понимаются определённые для каждого из них коэффициенты корреляции Пирсона [5], которые вычисляются следующим образом:

$$r = \frac{\sum(x_i - \overline{x}) \cdot (y_i - \overline{y})}{\sqrt{\sum(x_i - \overline{x})^2 \cdot \sum(y_i - \overline{y})^2}} \quad (1)$$

где x, y – значения исследуемых признаков, $\overline{x}, \overline{y}$ – средние значения исследуемых признаков.

Далее выполнены расчёты предельного перетока по САУ методом динамического утяжеления с таким же учётом вероятностного характера ВФ, как и для определения предельного перетока в расчётах УР. Предварительно было разработано соответствующее средство автоматизации, позволяющее управлять вычислительным модулем Eurostag с использованием Eurostag application programming interface (API). В нем реализованы схожие решения с тем, что ранее автор описывал в [2] и [3] в отношении статического утяжеления. Дополнительно в последнем наборе расчётов исключены результаты, в которых ЭЦК расположен не в КС «Братск – Красноярск», что обсуждаемый метод расчёта (динамическое утяжеление) позволяет сделать.

Значения коэффициентов корреляции по учитываемым ВФ для двух сравниваемых методов приведены в Таблице 2.

Полученные выше результаты показывают, что коэффициенты влияния учитываемых ВФ могут существенно измениться, если из общего числа реализаций учитывать только те, для которых сечение асинхронного режима совпадает с исследуемым сечением. По полученным уточнённым данным, наиболее сильным ВФ является количество генераторов на

Братской ГЭС, чего нельзя было сказать по результатам использования метода статистических испытаний со статическим утяжелением.

Таблица 2 – коэффициенты корреляции для различных методов расчёта

ВФ	Метод расчёта	
	Статическое утяжеление	Динамическое утяжеление с учётом расположения ЭЦК
Nг на Богучанской ГЭС	**-0.682**	-0.623
Nг на Братской ГЭС	0.494	**0.911**
Nг на Красноярской ГЭС (сторона 500 кВ)	0.076	0.043
Nг на Усть-Илимской ГЭС	-0.136	-0.298

По полученным расчётным данным может быть оценена вероятность того, что предельный переток активной мощности окажется ниже условно принятого 1597 МВт, эта вероятность, с учётом дополнительного исключения маловероятных составов ВФ составляет порядка 6 %.

При таких условиях наиболее сильное влияние на значение предельных перетоков оказывает число включённых генераторов на Братской ГЭС, что отличается от результатов для статического утяжеления.

Заключение

Метод статистических испытаний с динамическим утяжелением обладает преимуществом перед статическим утяжелением – способностью однозначного определения опасного сечения. Данная дополнительная информация позволяет:

− выполнить более точный анализ того, насколько каждый из рассматриваемых ВФ оказывает сильное влияние на результат;

− выявить необходимость корректировки базовой расчётную модели, на которой выполняются расчёты и/или траектории утяжеления.

Представление ВФ посредством коэффициентов корреляции Пирсона, формирование результатов в виде гистограммы вышеописанным способом позволяют обосновано принять решение как в отношении учитываемых ВФ, например, в виде явных зависимостей при назначении допустимых перетоков активной мощности, так и в отношении их расчётного сочетания, если рассматривается вариант назначения допустимого перетока для наихудшего сочетания ВФ. Последний способ может помочь обосновано упростить таблицу с допустимыми перетоками активной мощности по сравнению с учётом зависимостей от нескольких ВФ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вагапов Н.Р. ISSN 2413-8665 Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Выпуск 72 книга 1. Название статьи – «Опыт использования метода статических испытаний для определения предельных по статической апериодической устойчивости перетоков активной мощности», 2021.

2. Vagapov, N.R. Practical application of Monte Carlo method to determine steady-state stability limits of power systems» [электронный ресурс] / AIP Conference Proceedings 2552, 050003, 2023. — Режим доступа: https://doi.org/10.1063/5.0114095, свободный.

3. Идельчик, В. И. Расчёты установившихся режимов электрических систем / В. И. Идельчик ; ред. В. А. Веников. - Москва : Энергия, 1977. - 189 с.

4. Устойчивость энергосистем. Расчёты: Монография / Г. В. Меркурьев, Ю. М. Шаргин - Санкт-Петербург: Центр подготовки кадров энергетики, 2006 - 376 с. - 300 экз.

5. Гмурман, В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: учеб. пособие для вузов / В.Е. Гмурман. – 8-е изд., стер. – Москва : Высшая школа, 2002. – 480 с.

СЕКЦИЯ 1

УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ

ОПТИМИЗАЦИЯ ПЕРЕТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Рец В.В.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

Введение

Повышение наблюдаемости энергосистемы и развитие технологий диспетчерского управления способствуют поиску новых гибких решений для повышения пропускной способности электрической сети. Актуальность проблематики поиска неразрывно связана с увеличением числа возникающих сетевых ограничений на уровне объединённых и региональных энергосистем. Одним из таких решений может стать централизация и автоматизация процесса управления напряжением и перетоками реактивной мощности в энергосистеме.

Ранее [1] был разработан метод управления напряжением и реактивной мощностью, позволяющий максимизировать пропускную способность контролируемого сечения (КС) и заключающийся в определении оптимальных управляющих воздействий (УВ) на средства регулирования напряжения (СРН). Критериями оптимальности приняты максимальные эффективность регулирования, повышение напряжения в узлах по концам связей сечения и коэффициент мощности, передаваемой по ограничивающей величину максимально допустимого перетока (МДП) связи. Такой подход позволяет отстроиться от необходимости в расчёте МДП на каждом шаге в цикле оптимизации и за счёт этого сократить общее время решения оптимизационной задачи, являющегося основным показателем для оценки готовности методики к внедрению в процесс управления режимом. Кроме того, учёт коэффициента мощности обеспечивает вариативность алгоритма определения УВ и позволяет максимизировать пропускную способность как в случае ограничений по статической апериодической устойчивости, так и при токовых ограничениях.

Эффективность разработанного метода изначально определена количественно для КС «Братск-Иркутск» с использованием дискретных СРН. Однако применение такого подхода на практике в ряде случаев потребует предварительной подготовки режима с целью снижения тяжести последствий возможных аварийных отключений при выполнении переключений. А в случае с использованием для регулирования трансформаторов с РПН такая методика не учитывает большую степень физического износа оборудования и фактическую невозможность регулирования под нагрузкой. Это обстоятельство противоречит предлагаемому принципу управления, при котором пропускная способность максимизируется оперативно в режиме реального времени без изменения баланса активной мощности в энергосистеме. Кроме того, в описанной методике не формализован принцип отбора СРН, на которые будут реализованы УВ. Из этого следует снижение эффективности регулирования из-за взаимного влияния СРН, не отобранных для поиска оптимального решения.

Эффект указанных недостатков снижается по мере централизации и автоматизации процесса регулирования напряжения. Зарубежный опыт [2 – 4] демонстрирует возможность плавного перехода от «ручного» регулирования напряжения к централизованному автоматическому регулированию, охватывающему все средства регулирования в энергосистеме. Первым этапом такого перехода в ЕЭС России может стать оптимизация режима электрической сети по напряжению и реактивной мощности при реализации процедуры выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) и определении прогнозного диспетчерского графика (ПДГ), а также предоставление диспетчеру рекомендаций по отдаче команд на регулирование напряжения на шинах энергообъектов, соответствующие принятым критериям оптимальности. Очевидно, что алгоритм и логика поиска оптимальных УВ на СРН должна быть идентична как в случае с оптимизацией на этапе

планирования электроэнергетического режима, так и в случае расчёта в программном комплексе (ПК) для выдачи рекомендаций диспетчеру на этапе управления режимом.

В целях проверки работоспособности алгоритма с использованием плавнорегулируемых СРН предлагается осуществить апробацию действия алгоритма в составе разработанного программного обеспечения (ПО) на расчётной модели ОЭС Сибири.

Математическая основа алгоритма

Алгоритм расчёта УВ на СРН направлен на решение многокритериальной задачи оптимизации, в которой основным критерием является максимизация значения напряжения в узлах, определяющих пропускную способность по критерию статической апериодической устойчивости в рассматриваемом КС. Такой подход в сравнении с прямой оценкой пропускной способности сети путём расчёта МДП на каждом шаге итерационного расчёта УВ позволяет сократить общее время расчётного цикла.

В случае токовых ограничений оценка повышения эффективности использования существующей электросетевой инфраструктуры производится путём контроля коэффициента мощности, передаваемой по связи, ограничивающей пропускную способность данного сечения по току в послеаварийном режиме (ПАР).

Для обеспечения наибольшей эффективности регулирования задача оптимизации также включает в себя критерий минимизации расходования первичного и вторичного резервов реактивной мощности.

Зависимость потребляемой нагрузкой мощности от напряжения обуславливает изменение перетоков мощности в КС при применении описанного метода управления напряжением. В случае с повышением напряжения в узлах энергосистемы это приводит к ещё большему исчерпанию пропускной способности КС. Это обстоятельство ведёт к необходимости поиска решений, соответствующих минимальному изменению перетока активной мощности в рассматриваемом КС.

Таким образом, задача оптимизации заключается в нахождении максимума по следующим критериям:

$k_u = \frac{\sum_{j=1}^{n} U_j}{n \cdot U_{\text{наиб.раб.}}}$ – сумма значений напряжения U_j в n контролируемых узлах относительно соответствующего наибольшего рабочего $U_{\text{наиб.раб.}}$, о.е.,

$cos\varphi = \frac{P_{\text{пер}}}{\sqrt{P_{\text{пер}}^2 + Q_{\text{пер}}^2}}$ – коэффициент мощности, передаваемой по связи в сечении, ограничивающей пропускную способность данного сечения по току в ПАР; контролируется в случае, когда МДП определяется величиной АДТН в ПАР,

$k_e = \sum_{i=1}^{m} \left| \frac{Q_{\text{рез}_i}}{Q_i - Q_{0_i}} \right|$ – величина, обратная степени использования резерва реактивной мощности m СРН ($Q_{\text{рез}_i}$ – резерв реактивной мощности i СРН, Q_i – нагрузка i СРН после оптимизации, Q_{0_i} – нагрузка i СРН в исходном режиме), о.е.,

$k_p = \frac{P_{\text{КС}_0}}{P_{\text{КС}}}$ – величина, обратная значению перетока активной мощности в рассматриваемом КС после оптимизации $P_{\text{КС}}$ относительно данного значения в исходном режиме $P_{\text{КС}_0}$, о.е.

Для решения рассматриваемой многокритериальной задачи оптимизации критерии объединяются в единую целевую функцию (ЦФ) методом взвешенной суммы. Оценка величины ЦФ и переменных в её составе производится по результату расчёта установившегося режима энергосистемы. В современных программных комплексах, например, в отечественном ПК RastrWin3 такой расчёт реализован методом Ньютона.

Для поиска решения в подобных задачах используются различные метаэвристических методы оптимизации [5]. Использование численных методов решения задачи управления напряжением связано с её большой размерностью и отсутствием аналитической функции

зависимости критерия оптимальности от компенсации реактивной мощности [6]. В разрабатываемом ПО для решения задачи оптимизации выбран алгоритм дифференциальной эволюции [7].

Технические решения при реализации ПО

Разработанное ПО для расчёта УВ на СРН представляет собой настольное приложение для проведения расчёта по описанному алгоритму в двух режимах: по заданию пользователя и непрерывно в темпе расчётного цикла информационной управляющей системы «Система мониторинга запасов устойчивости» (ИУС СМЗУ). На текущем этапе исследования ПО предназначено для предоставления рекомендаций диспетчерскому персоналу о величине УВ на СРН с целью повышения пропускной способности.

С ИУС СМЗУ программа взаимодействует для получения файлов, содержащих информацию о фактической СРС и размещающихся на сервере СМЗУ в результате каждого цикла расчёта ИУС. С оперативным информационным комплексом (ОИК) «СК-11» разработанное ПО взаимодействует посредством публичного веб-API, построенного на базе HTTP-запросов, для получения верхней границы графика напряжения в КП. Для выполнения расчёта установившегося режима посредством ПК RastrWin3 применяется библиотека, поставляющаяся разработчиком вместе с ПК.

Упрощённая структура работы ПО представлена на рисунке 1. В случае проведения расчётов по заданию пользователя необходимо указать идентификатор КС и файл режима, для которого необходимо провести оптимизационный расчёт. Далее ПО производит оптимизационный расчёт, представляет пользователю основной результат в графическом интерфейсе, а более подробную информацию о расчёте сохраняет в файле формата JSON.

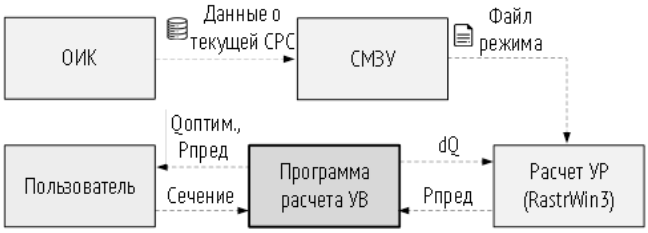


Рис. 1. Упрощённая структура процесса автоматизации расчёта УВ на СРН

Для онлайн расчёта разработанное ПО инициирует вычисления автоматически при каждом обновлении результата расчёта СМЗУ, предварительно получив данные о верхней границе графика напряжения в КП из ОИК.

Тестирование алгоритма управления

Для апробации алгоритма выбрано КС «Братск-Иркутск», перегрузка которого обусловлена труднопрогнозируемой динамикой потребления в юго-восточной части ОЭС Сибири и несёт регулярный характер [8]. Схема основных связей КС представлена на рисунке 2.

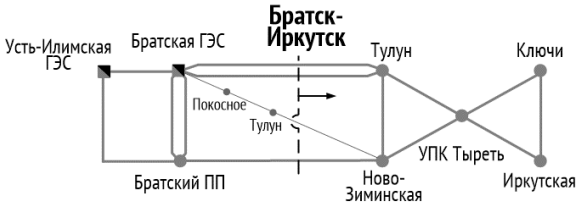


Рис. 2. Схема основных связей в энергорайоне КС «Братск-Иркутск»

Выбранный для проведения оптимизации режим характеризуется ремонтной схемой с ремонтом ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – ПС 500 кВ Тулун и превышением МДП с ПА, определённого требованием соблюдения 8 %-го запаса по статической устойчивости в ПАР.

Перечень энергообъектов с плавнорегулируемыми СРН, используемых для поиска оптимального решения, определён исходя из их наибольшей эффективности регулирования с учётом доступного регулировочного диапазона и представлен в таблице 1.

Таблица 1. Отобранные энергообъекты

№	*Наименование*	*Установленная мощность станций, МВт/ Установленная мощность СК, Мвар*
1	Братская ГЭС	4500
2	Иркутская ТЭЦ-11	350
3	Ново-Иркутская ТЭЦ	708
4	Усть-Илимская ГЭС	3840
5	ПС 500 кВ Иркутская (СК)	205
6	ПС 500 кВ Ново-Зиминская (СК)	32

Распределение оптимального изменения нагрузки по СРН величиной в 308 Мвар соответствует увеличению МДП с ПА на 50 МВт и показано на рисунке 3.

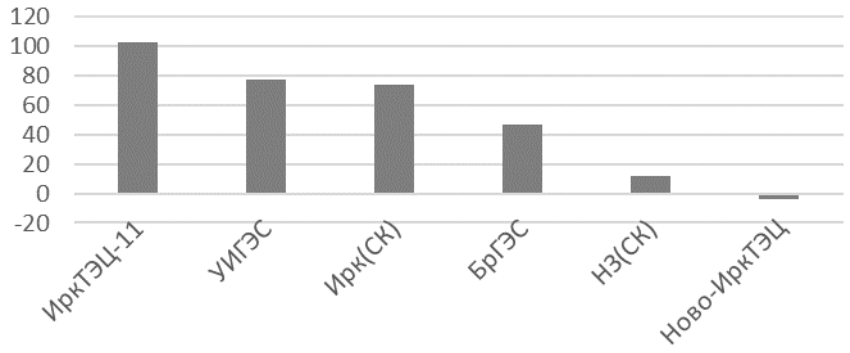


Рис. 3. Распределение нагрузки СРН, соответствующее увеличению пропускной способности КС на 50 МВт

Из рисунка 3 видно, что изменение нагрузки СК ПС 500 кВ Ново-Зиминская и генераторов Ново-Иркутской ТЭЦ является незначительным. При проведении повторного оптимизационного расчёта для данного случая без учёта СРН на указанных энергообъектах повышение МДП составило 48 МВт. Время расчёта при этом сократилось с 200 до 160 секунд. При этом напряжение в КП, токовые нагрузки связей и нагрузка по реактивной мощности СРН находились в допустимых границах.

Следует отметить, что повышение величины МДП за счёт указанных мероприятий не может дать однозначного результата в ликвидации перегрузки КС. Повышение напряжения помимо увеличения предела по статической апериодической устойчивости привело к увеличению перетока активной мощности в КС, что обусловлено увеличением потребления в энергосистеме в соответствии с её статической характеристикой нагрузки. С учётом указанного эффекта, изменение запаса пропускной способности – разница между МДП с ПА и перетоком активной мощности в КС – составило лишь 43 МВт. В рассмотренной СРС разница между МДП согласно соответствующему Приложению Положения по управлению режимами ОДУ Сибири и МДП СМЗУ составляет 150 МВт. Реализация рассчитанных УВ позволяет повысить эффект от использования СМЗУ при управлении режимом на 31%.

Данный эффект помимо ликвидации перегрузки КС позволит снижать стоимость электроэнергии в отдельных группах точек поставок [6]. Такой подход может стать предпосылкой к созданию системы предоставления диапазонов регулирования реактивной мощности в качестве системной услуги [9].

Заключение

Разработанный алгоритм [1] положен в основу ПО для выдачи рекомендательной информации об УВ диспетчерскому персоналу для принятия решений и отдаче соответствующих СДК на регулирование напряжения. Апробация алгоритма управления приведена для КС «Братск-Иркутск» с использованием плавнорегулируемых СРН. Принятые условия позволяют повысить МДП КС на величину до 50% от величины нерегулярных колебаний. Проведено компонентное тестирование ПО. В рамках дальнейших исследований предстоит системное тестирование ПО и расширение его функциональных возможностей для оптимизации режима по напряжению в процедурах ВСВГО и определения ПДГ. Это позволит повысить эффективность использования существующей электросетевой инфраструктуры дополнительно к эффекту, получаемому от использования СМЗУ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. В.В. Рец, А.В. Прохоров, А.Ю. Останин. Разработка метода управления напряжением и реактивной мощностью для максимизации пропускной способности контролируемого сечения по активной мощности // Электроэнергетика глазами молодёжи – 2023 : Материалы XIII Международной научно-технической конференции – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2023. – С. 114-117.

2. Sancha J.L., Fernández J.L., Cortés A., и др. Secondary voltage control: Analysis, solutions and simulation results for the spanish transmission system // IEEE Trans. Power Syst. - 1996. - Т. 11. - № 2 . - С. 630–638.

3. Lefebvre H., Fragnier D., Boussion J.Y., и др. Secondary coordinated voltage control system: Feedback of EDF // Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf. - 2000. - Т. 1 . - С. 290–295.

4. Sun H., Guo Q., Zhang B., и др. An adaptive zone-division-based automatic voltage control system with applications in China // IEEE Trans. Power Syst. - 2013. - Т. 28. - № 2 . - С. 1816–1828.

5. Naderi E., Narimani H., Pourakbari-Kasmaei M., и др. State-of-the-art of optimal active and reactive power flow: A comprehensive review from various standpoints // Processes. - 2021. - Т. 9. - № 8.

6. Farrokhseresht M., Hesamzadeh M.R., Rahimi S., и др. Optimal power flow for reactive power compensation increasing the cross-border transmission capacity // 2015 IEEE 15th Int. Conf. Environ. Electr. Eng. EEEIC 2015 - Conf. Proc. - 2015 . - С. 2135–2140.

7. Differential evolution // SciPy documentation. URL: https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.optimize.differential_evolution.html (дата обращения: 08.05.2024).

8. Воронов, И. В. О возможных способах покрытия дефицита электроэнергии и мощности в Юго-Восточной части энергосистемы Иркутской области // Электроэнергетика глазами молодёжи – 2023: Материалы XIII Международной научно-технической конференции – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2023. – С. 23-26.

9. Наумкин, Р. Б. О вопросах предоставления диапазона регулирования реактивной мощности электростанциями // Электроэнергетика глазами молодёжи - 2018: Материалы IX Международной молодёжной научно-технической конференции – Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2018. – С. 123-126.

Научный руководитель: Прохоров А.В., кандидат технических наук, доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ УРОВНЯ НЕСИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЗАБАЙКАЛЬСКОГО КРАЯ ПРИ ОБЪЕДИНЕНИИ ОЭС СИБИРИ И ОЭС ВОСТОКА НА ПС 220 КВ МОГОЧА

Голобокова Г.О.[1], Данилов О.И.[2], Зенков Н.А.[2]
[1] АО «НТЦ ЕЭС»
[2] Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ»
(ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»)

Ввиду особенностей электроснабжения железной дороги на тяговых подстанций (ПС) имеет место неравномерное потребление мощности по трём фазам электрической сети: нагрузка в двух фазах заметно превосходит нагрузку в третьей фазе. При определённом режиме работы железной дороги могут возникать недопустимые различия значений линейных и фазных напряжений в сети 110 – 220 кВ, в результате чего имеется вероятность ложного срабатывания релейной защиты от несимметричного режима электроустановок – блоков электростанций и автотрансформаторов 220/110 кВ ПС. Для энергосистемы Забайкальского края характерно преобладание тяговой нагрузки в структуре потребления мощности региона, так как электрифицированная железная дорога является крупным потребителем электроэнергии в сопоставлении с другими промышленными потребителями Забайкальского края. В связи с реализацией программы развития Восточного полигона ожидается увеличение к 2030 году нагрузки существующих тяговых подстанций (ПС), а также строительство нескольких новых тяговых ПС. В связи с ростом электропотребления к 2030 году планируется объединение в синхронном режиме ОЭС Сибири и ОЭС Востока с замыканием связи по уровню напряжения 220 кВ ПС 220 кВ Могоча.

В данной работе проведено исследование влияния объединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока на уровень несимметрии напряжения на шинах 220 кВ ПС энергосистемы Забайкальского края. Расчёты выполнены с использованием программного обеспечения (ПО) *ETAP* с учётом актуальных максимальных нагрузок зимнего и летнего контрольных замеров 2023 года энергосистемы Забайкальского края. Стоит отметить, что ПО *ETAP*, в отличии от ПО *RastrWin* имеет функционал определения параметров несимметричного электроэнергетического режима с расчётом фазных токов в ветвях и трёх фазных и трёх линейных напряжений в узлах расчётной модели.

Согласно ГОСТ 32144 [1] коэффициент несимметрии напряжения обратной последовательности K_2 рассчитывается исходя из рассчитанных в ПО *ETAP* линейных значений напряжения:

$$K_2 = \frac{U_{2(1)}}{U_{1(1)}} \cdot 100\%\,, \tag{1}$$

где $U_{2(1)} = 0{,}62(U_{\text{нб}(1)} - U_{\text{нм}(1)})$ – напряжение обратной последовательности, коэффициент 0,62 учитывает угол между векторами $U_{\text{нб}(1)}$ и $U_{\text{нм}(1)}$, относящимся к различным фазам трёхфазной электрической сети переменного тока;

$U_{\text{нб}(1)}$ и $U_{\text{нм}(1)}$ – наибольшее и наименьшее значения линейных напряжений;

$U_{1(1)} = \frac{1}{3}\left(U_{AB(1)} + U_{BC(1)} + U_{CA(1)}\right)$ – напряжение прямой последовательности, рассчитываемое как среднее арифметическое трёх значений линейного напряжения.

Согласно ГОСТ 32144 [1] коэффициент несимметрии напряжения нулевой последовательности K_0 рассчитывается исходя из рассчитанных в ПО *ETAP* линейных и фазных значений напряжения:

$$K_{0Ui} = \frac{\sqrt{3}U_{0(1)}}{U_{1(1)}} \cdot 100\%\,, \tag{2}$$

где $U_{0(1)} = 0{,}62(U_{\text{нб.ф}(1)} - U_{\text{нм.ф}(1)})$ – напряжение нулевой последовательности;

$U_{\text{нб.ф}(1)}$ и $U_{\text{нм.ф}(1)}$ – наибольшее и наименьшее значения фазных напряжений.

В рамках выполнения данного исследования в ПО *ETAP* был смоделирован участок энергосистемы Забайкальского края от Харанорской ГРЭС на западе до ПС 220 кВ Могоча на востоке, модель представлена на рисунке 1.

В работе проводились исследования для следующих режимов нагрузки энергосистемы Забайкальского края:

- летний минимум;
- зимний максимум.

В результате моделирования рассчитаны коэффициенты несимметрии обратной и нулевой последовательности согласно формулам (1) и (2):

- для текущей нормальной схемы при отсутствии связи ОЭС Сибири и ОЭС Востока на ПС 220 кВ Могоча, данные представлены в таблице (таблица 1);
- для перспективной схемы с учётом объединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока на ПС 220 кВ Могоча с перетоком мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока величиной 200 МВт (таблица 2);
- для перспективной схемы с учётом объединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока на ПС 220 кВ Могоча с перетоком мощности из ОЭС Востока в ОЭС Сибири величиной 200 МВт (таблица 3).

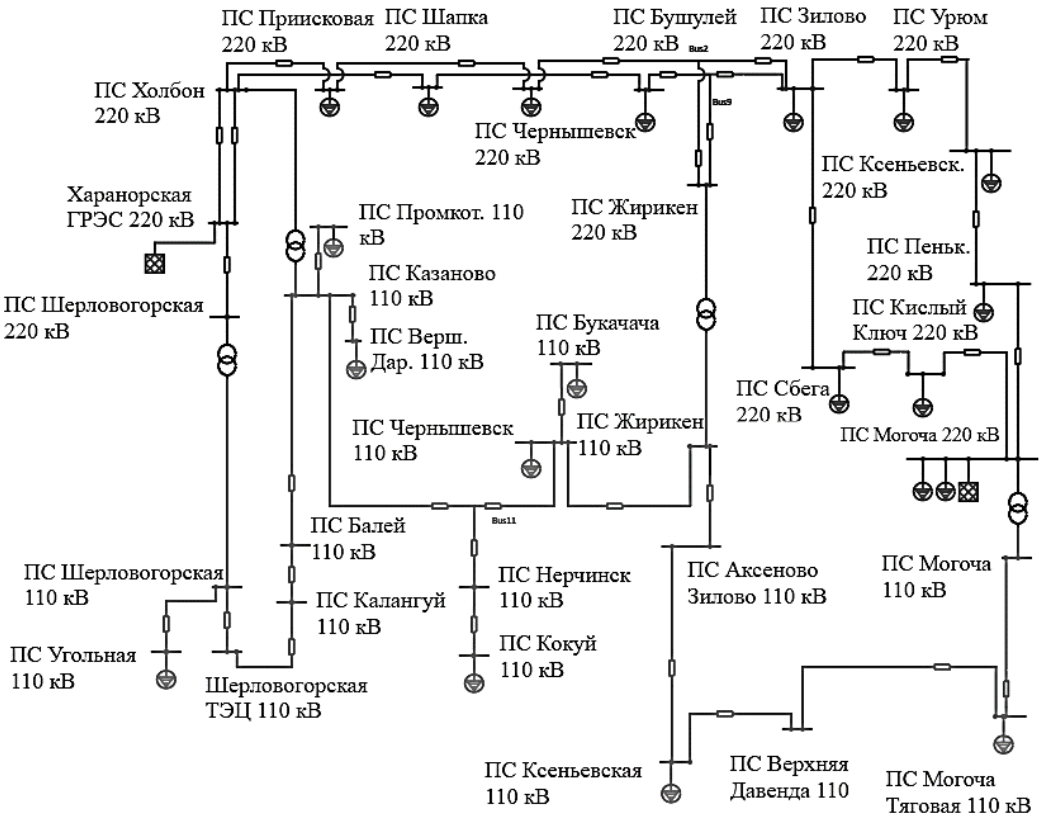


Рис. 1. Расчётная модель несимметричного электроэнергетического режима энергосистемы Забайкальского края в ПО *ETAP*

Таблица 1. Коэффициенты несимметрии при отсутствии связи ОЭС Сибири и ОЭС Востока

Наименование ПС	Зима		Лето	
	k2u	k0u	k2u	k0u
ПС Могоча 220 кВ	0,26	1,06	0,15	0,70

Наименование ПС	Зима		Лето	
	k2u	k0u	k2u	k0u
ПС Пеньковая 220 кВ	0,26	1,06	0,15	0,70
ПС Кислый ключ 220 кВ	0,26	0,97	0,15	0,70
ПС Ксеньевская 220 кВ	0,26	0,97	0,15	0,70
ПС Сбега 220 кВ	0,26	0,88	0,15	0,62
ПС Урюм 220 кВ	0,26	0,88	0,15	0,62
ПС Зилово 220 кВ	0,20	0,80	0,10	0,53
ПС Бушелей 220 кВ	0,20	0,71	0,10	0,44
ПС Жирикен 220 кВ	0,20	0,71	0,10	0,53
ПС Чернышевск 220 кВ	0,15	0,61	0,10	0,44
ПС Шапка 220 кВ	0,15	0,44	0,10	0,35
ПС Приисковая 220 кВ	0,10	0,35	0,10	0,26
ПС Холбон 220 кВ	0,10	0,34	0,05	0,17
Харанорская ГРЭС 220 кВ	0,10	0,00	0,00	0,00
ПС Шерловогорская 220 кВ	0,10	0,08	0,05	0,08

Таблица 2. Коэффициенты несимметрии напряжения на шинах 220 кВ подстанций энергосистемы Забайкальского края с учётом объединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока на ПС 220 кВ Могоча с перетоком мощности 200 МВт из ОЭС Сибири в ОЭС Востока

Наименование ПС	Зима		Лето	
	k2u	k0u	k2u	k0u
ПС Могоча 220 кВ	0,46	1,7	1,19	0,32
ПС Пеньковая 220 кВ	0,50	1,87	1,33	0,35
ПС Кислый ключ 220 кВ	0,49	1,72	1,24	0,36
ПС Ксеньевская 220 кВ	0,81	2,59	1,89	0,59
ПС Сбега 220 кВ	0,67	1,97	1,40	0,47
ПС Урюм 220 кВ	0,85	2,92	2,10	0,61
ПС Зилово 220 кВ	1,00	2,84	1,99	0,70
ПС Бушелей 220 кВ	0,87	3,01	2,11	0,61
ПС Жирикен 220 кВ	0,84	2,92	2,13	0,61
ПС Чернышевск 220 кВ	1,00	3,07	2,15	0,70
ПС Шапка 220 кВ	0,63	1,88	1,32	0,44
ПС Приисковая 220 кВ	0,74	2,01	1,43	0,53
ПС Холбон 220 кВ	0,39	1,15	0,81	0,27
Харанорская ГРЭС 220 кВ	0,63	0,6	0,43	0,45
ПС Шерловогорская 220 кВ	0,50	0,45	0,32	0,35

Таблица 3. Коэффициенты несимметрии напряжения на шинах 220 кВ подстанций энергосистемы Забайкальского края с учётом объединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока на ПС 220 кВ Могоча с перетоком мощности 200 МВт из ОЭС Востока в ОЭС Сибири

Наименование ПС	Зима		Лето	
	k2u	k0u	k2u	k0u
ПС Могоча 220 кВ	0,48	1,78	0,34	1,25
ПС Пеньковая 220 кВ	0,56	2,09	0,40	1,48
ПС Кислый ключ 220 кВ	0,55	1,93	0,40	1,39
ПС Ксеньевская 220 кВ	0,87	2,78	0,63	2,03
ПС Сбега 220 кВ	0,73	2,16	0,52	1,53
ПС Урюм 220 кВ	0,85	2,92	0,61	2,10
ПС Зилово 220 кВ	1,02	2,91	0,72	2,04
ПС Бушелей 220 кВ	0,87	2,99	0,61	2,09
ПС Жирикен 220 кВ	0,86	2,98	0,62	2,18
ПС Чернышевск 220 кВ	1,00	3,06	0,70	2,14
ПС Шапка 220 кВ	0,64	1,91	0,45	1,34
ПС Приисковая 220 кВ	0,73	1,97	0,52	1,40
ПС Холбон 220 кВ	0,41	1,21	0,29	0,85
Харанорская ГРЭС 220 кВ	0,70	0,67	0,51	0,48
ПС Шерловогорская 220 кВ	0,58	0,52	0,40	0,36

Анализируя данные таблиц, можно сделать вывод, что объединение энергосистем Востока и Сибири приводит к увеличению коэффициентов несимметрии по обратной и нулевой последовательностям. Несмотря на это, коэффициенты несимметрии находятся в допустимых пределах и не превышают 4%. На подстанциях, на которых, коэффициенты несимметрии по напряжению выходят за границу 2%, необходимо провести дополнительные исследования для более точного их определения.

Исследование коэффициента несимметрии на тяговых подстанциях позволяет выявить проблемы с качеством электроэнергии и принять меры по их устранению. Это способствует повышению надёжности электроснабжения железной дороги, что является приоритетной задачей для современной электроэнергетики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Государственный стандарт: ГОСТ 32144 – 2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Текст]: Москва: Стандартинформ, 2014. – 19 с.

2. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии [Текст]: Руководство для практических расчётов. / Ю. С. Железко. – Москва: ЭНАС, 2009. – 456 с.

3. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст]: учебник для студентов высших учебных заведений. – 2-е изд. / Б.И. Кудрин. – Москва: Теплотехник, 2006. – 672 с.

4. Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии [Текст]: Учебное пособие. / Герасименко А. А., Федин В. Т. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2006. – 715 с.

5. Арриллага Дж. Гармоники в электрических системах [Текст]: / Арриллага Дж., Брэдли Д., Боджер П. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 320 с.

6. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий [Текст]: / Жежеленко И.В. – М.: Энергоатомиздат, 2004. – 358 с.

7. Шидловский А. К. Повышение качества энергии в электрических сетях [Текст] / Шидловский А. К., Кузнецов В. Г. – Киев: Наукова думка, 1985. – 268 с.

8. Железко Ю. С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст]: Руководство для практических расчётов. / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М.: НЦ ЭНАС, 2008. – 280 с.

9. Воротницкий В. Э. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем [Текст] / Воротницкий В. Э., Калинкина М. А., Комков Е. Н. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 366 с.

Научный руководитель: Антонов А.А., кандидат технических наук, главный специалист НИО-1 Дирекции по развитию энергосистем АО «НТЦ ЕЭС».

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЁТОВ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ С УЧЁТОМ ВЛИЯНИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ

Тупикова А.А., Васильев А.С.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Введение

При проектировании развития энергосистемы (ЭС) на среднесрочной и долгосрочной перспективах необходимо проводить анализ балансовой надёжности (БН). Для количественной оценки БН, а также для оценки мероприятий, закладываемых в план перспективного развития ЭС используются показатели балансовой надёжности (ПБН). Знание значений данных показателей позволяют своевременно корректировать мероприятия по устранению дефицитных состояний ЭС. Ввод в эксплуатацию ИУС СМЗУ позволяет в режиме реального времени по полученной телеметрической информации (ТМ) определять величину максимально допустимого перетока активной мощности (МДП) по контролируемому сечению (КС), что приводит к увеличению пропускной способности связи. За счёт этого обеспечивается снижение вероятности возникновения дефицитного состояния ЭС. Однако на данный момент не определён порядок использования допустимых перетоков (ДП), рассчитанных ИУС СМЗУ при анализе БН ЭЭС. Цель исследования заключается в анализе влияния СМЗУ на БН энергорайона (ЭР).

Разработка методики

Расчёт вероятностных ПБН методом статистического моделирования включает в себя следующую последовательность действий:

1) моделирование случайного состояния ЭС;
2) ввод электроэнергетического режима (ЭЭР) в допустимую область;
3) расчёт признаков дефицита мощности зон надёжности $I_{\text{зон}}$, исчерпания пропускной способности межзонных связей (МЗС) в прямом $I_{\text{связи,прм}}$ и обратном $I_{\text{связи,обр}}$ направлении, величин дефицита мощности D в зонах надёжности (ЗН), признака дефицитности состояния;
4) многократное повторение действий, указанных в вышеизложенных пунктах до выполнения требований к точности результатов расчёта либо условия достижения количества моделируемых состояний энергосистемы n максимальной заданной величины n_{max};
5) усреднение показателей, рассчитываемых в пункте 3, на множестве с моделируемых случайных состояний и определение основного и дополнительного ПБН.

Основной и дополнительные показатели балансовой надёжности определяются следующим образом [1]:

– *интегральная вероятность бездефицитной работы ЗН*:

$$P_{\text{бд.зон}} = 1 - J_{\text{д.зон}}, \tag{1}$$

где $J_{\text{д.зон}}$ – интегральная вероятность возникновения дефицита мощности в ЗН, определяемая по формуле:

$$J_{\text{д.зон}} = \sum_{\text{состояния}} I_{\text{зон}} / n, \tag{2}$$

где $I_{\text{зон}}$ – состояние энергосистемы, при котором наблюдается дефицит мощности в ЗН; n – количество моделируемых состояний энергосистемы.

– *интегральная вероятность исчерпания пропускной способности межзонной связи в прямом и обратном направлении*:

$$J_{\text{п,связи,прм}} = \sum_{\text{состояния}} I_{\text{связи,прм}} / n;$$
$$J_{\text{п,связи,обр}} = \sum_{\text{состояния}} I_{\text{связи,обр}} / n; \tag{3}$$

где $I_{\text{связи,прм}}$, $I_{\text{связи,обр}}$ – состояние энергосистемы, при котором наблюдается исчерпание пропускной способности МЗС (совокупности МЗС) в прямом и обратном направлениях соответственно.

– *математическое ожидание годового объёма ограничения потребления электрической энергии в зоне надёжности, энергосистеме:*

$$W_{\text{д.зон}} = 10^{-6} \cdot T_{\text{рас}} \cdot \sum_{\text{состояния}} D/n;$$

$$W_{\text{д.эс}} = \sum_{\text{по зонам ЭС}} W_{\text{д.зон}}, \tag{4}$$

где $T_{\text{рас}}$ – продолжительность расчётного периода (года) в часах; D – величина снижения потребления мощности ЗН.

– *интегральная вероятность дефицитности состояния:*

$$J_{\text{сост}} = \sum_{\text{состояния}} I_{\text{сост}}/n, \tag{5}$$

где $I_{\text{сост}}$ – признак дефицитности состояния, рассчитанный по формуле:

$$I_{\text{сост}} = \max_{\text{по зонам ЭС}} I_{\text{зон}}. \tag{6}$$

На этапе ввода ЭЭР в допустимую область осуществляется процесс математической оптимизации, который подразумевает нахождение минимально возможного значения снижения суммарного потребления мощности в ЭР, при котором переток активной мощности по МЗС не превышает значения МДП. На данном этапе реализуется учёт влияния СМЗУ на БН ЭР.

Подготовка исходных данных

Рассмотрены данные Бодайбинского ЭР на период с 16.04.2023 г. по 16.04.2024 г. с шагом в 5 минут. На рисунке 1 представлен график вырабатываемой мощности Мамаканской ГЭС и потребления активной мощности нагрузки Бодайбинского ЭР, по которому видно характерное изменение величин в зависимости от времени года. Поэтому целесообразно при анализе БН рассматривать как летний, так и осенне-зимний период.

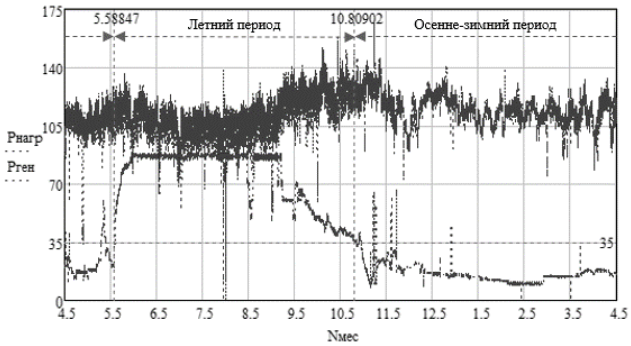


Рис. 1. График вырабатываемой мощности Мамаканской ГЭС и потребления нагрузки Бодайбинского ЭР

По полученным данным для характерных периодов (летний и осенне-зимний) составлены эмпирические функции распределения нагрузки и генерации, далее описанные аналитическими законами распределения. Для подтверждения корректности аналитического закона на данном этапе исследования выполнена проверка соответствия сгенерированных системным кодом случайных величин генерации и нагрузки за каждый период года, эмпирическим характеристикам. На рисунке 2 представлены полученные результаты, по которым видно, что сгенерированные данные повторяют принятый закон распределения величины. Критерием подобия выбрана величина среднего абсолютного отклонения аналитической характеристики от эмпирической.

Пояснения к переменным, присутствующим на рисунке 2:

1) *p_LW, p_LS* – эмпирическая функция распределения мощности нагрузки (*L*), полученная при анализе статистических данных (осенне-зимний (*W*) и летний (*S*) периоды);

2) *p_Lw(x), p_Ls(x)* – аналитическая функция распределения мощности нагрузки (осенне-зимний и летний периоды);

3) *p_gLW, p_gLS* – функция распределения случайной величины мощности нагрузки, полученная при анализе сгенерированных данных (осенне-зимний и летний периоды);

4) *p_GW, p_GS* – эмпирическая функция распределения мощности генерации (*G*), полученная при анализе статистических данных (осенне-зимний (W) и летний (S) периоды);

5) *p_Gw(x), p_Gs(x)* – аналитическая функция распределения мощности генерации (осенне-зимний и летний периоды);

6) *p_gGW, p_gGS* – функция распределения случайной величины мощности генерации, полученная при анализе сгенерированных данных (осенне-зимний и летний периоды).

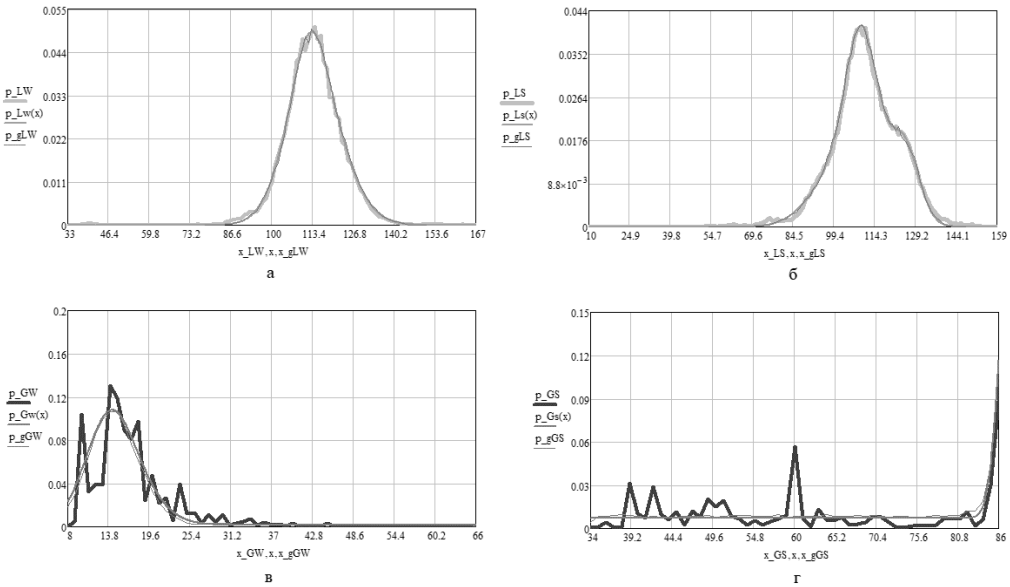


Рис. 2. Функции относящиеся к мощности генерации и нагрузки:
а, в – осенне-зимний период; б, г – летний период

Анализ БН осуществляется за счёт многократного моделирования схемно-режимных ситуаций. Поэтому необходимо рассмотреть не только нормальную схему, но и ремонтные схемы и определить для каждой из них значения МДП. Также рассматривалось два периода: до строительства ПС 500 кВ Нижнеангарская и после строительства данной ПС. В таблице 1 представлены значения МДП для двух КС при нормальной схеме для двух периодов работы.

Таблица 1. Значение МДП при нормальной схеме

№ Схемы	МДП СМЗУ				МДП ПУР			
	Таксимо – Мамакан		Пеледуй – Сухой Лог		Таксимо – Мамакан		Пеледуй – Сухой Лог	
	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето
Схема до ввода в эксплуатацию ПС 500 кВ Нижнеангарская								
137438953470	114	64	81	60	35	20	65	40
Схема после ввода в эксплуатацию ПС 500 кВ Нижнеангарская								
137438953471	115	65	83	51	35	20	65	40

Проведение вычислительных экспериментов

Для вычислительных экспериментов была создана расчётная модель в ПК «RasrtWin3». Данная модель состоит из рассматриваемой зоны надёжности, представляемой как эквивалент генерирующей мощности Мамаканской ГЭС и мощности нагрузки Бодайбинского ЭР, ЛЭП

Бодайбинского энергокольца, балансирующей зоны, а также из межзонных связей (рисунок 3).

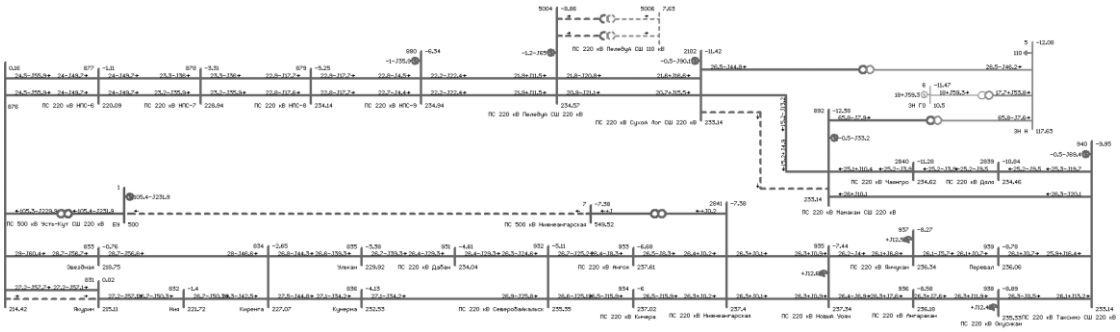


Рис. 3. Расчётная модель в ПК «RastrWin3»

Количество испытаний для каждого периода составляется 59676 и 45733 соответственно, что в сумме составляет 105409 испытаний. Для автоматизации вычислительного процесса разработано средство автоматизации, написанное на языке программирования C#.

Результаты

Представим в таблицах 2 и 3 полученные после вычислений и анализа полученных результатов ПБН как для каждого временного периода, так и для года в целом.

Таблица 2. Показатели балансовой надёжности за каждый период

№	МДП	Интегральная вероятность бездефицитной работы ЗН, $P_{бд,зон}$	Интегральная вероятность исчерпания пропускной способности МЗС, $J_{п,связи}$	МО объёма ограничения потребления электроэнергии в ЗН, $W_{д,зон}$, млн. МВт·ч
Осенне-зимний период				
Период до ввода в эксплуатацию ПС 500 кВ Нижнеангарская				
1	ПУР	0,005	0,995	3,026
2	СМЗУ	0,937	0,063	0,092
Период после ввода в эксплуатацию ПС 500 кВ Нижнеангарская				
3	ПУР	0,015	0,985	2,773
4	СМЗУ	0,954	0,046	0,015
Летний период				
Период до ввода в эксплуатацию ПС 500 кВ Нижнеангарская				
5	ПУР	0,293	0,707	0,714
6	СМЗУ	0,953	0,047	0,042
Период после ввода в эксплуатацию ПС 500 кВ Нижнеангарская				
7	ПУР	0,434	0,566	0,579
8	СМЗУ	0,980	0,020	0,013

Отклонение основного ПБН (интегральная вероятность бездефицитной работы ЗН) от его нормативного значения [2] имеет наименьшую величину при учёте СМЗУ в анализе БН, так как значение МДП ПУР сильно ограничивает величину пропускной способности МЗС.

Таблица 3. Показатели балансовой надёжности за год

№	МДП	Интегральная вероятность бездефицитной работы ЗН, $P_{бд,зон}$	Интегральная вероятность исчерпания пропускной способности МЗС, $J_{п,связи}$	МО годового объёма ограничения потребления электроэнергии в ЗН, $W_{д,зон}$, млрд. кВт·ч
Период до ввода в эксплуатацию ПС 500 кВ Нижнеангарская				
1	ПУР	0,130	0,870	3,740
2	СМЗУ	0,944	0,056	0,134
Период после ввода в эксплуатацию ПС 500 кВ Нижнеангарская				
3	ПУР	0,197	0,803	3,352
4	СМЗУ	0,965	0,035	0,028

Заключение

На основе существующей методики прогнозирования БН ЭЭС предложена модификация методики, позволяющая учитывать влияние СМЗУ на величины ПБН. Предложенный подход к расчёту ПБН основан на анализе статистических данных по генерации и потреблению активной мощности. По полученным результатам составляются законы распределения случайных величин. Методом Монте-Карло разыгрывается схемно-режимная ситуация.

Апробация методики выполнена на примере энергорайона, входящего в ОЗ Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ. Расчёты проводились для двух годовых периодов: осень-зима и лето, а также для двух выделенных периодов: до и ввода в эксплуатацию ПС 500 кВ Нижнеангарская.

Учёт МДП СМЗУ при анализе балансовой надёжности на перспективный период позволяет повысить интегральную вероятность бездефицитной работы ЗН на 0,628 о.е. и на 0,765 о.е. до и после ввода ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут соответственно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. СТО 59012820.27.010.005-2018. Стандарт. Методические указания по проведению расчётов балансовой надёжности. – Москва: АО «Системный оператор Единой энергетической системы», 2018 г.

2. Приказ Минэнерго России от 10.04.2023 № 231 «Об установлении нормативного уровня балансовой надёжности, используемого при разработке документов перспективного развития электроэнергетики»: регистрационный номер № 73348 – зарегистрировано в Минюсте России 17.05.2023.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИЗМЕНЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В КОНТРОЛЬНЫХ ПУНКТАХ ПО НАПРЯЖЕНИЮ

Малов А.Р., Васильев А.С.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Введение

При управлении электроэнергетическим режимом работы ЭЭС для регулирования напряжения в контрольных пунктах по напряжению используются средства регулирования напряжения. Решение о том, какие средства регулирования напряжения необходимо использовать, принимает диспетчерский персонал на основе информации об их эффективности. Процедура расчёта эффективности заключается в том, что осуществляется определение факторов, влияющих на регулирование напряжения в КП. При этом значения реактивной мощности плавно-регулируемых СРН в КП фиксируются, а сами расчёты проводятся на четырёх характерных режимах: зима/лето, час минимума/час максимума нагрузки. В качестве расчётного выбирается случай, в котором эффективность СРН будет наихудшей.

Такой подход приводит к тому, что фактическая эффективность всех типов СРН, а также остаточный резерв реактивной мощности плавно-регулируемых СРН в КП на момент их необходимого задействования может значительно отличаться от расчётных.

В рамках данной работы рассматривается метод определения значений эффективности СРН с использованием средств автоматизации на основании расчётной модели, сформированной СМЗУ по данным телеметрической информации о текущем режиме, который позволит определить фактические значения эффективности СРН в условиях сложившейся схемно-режимной ситуации.

Методика исследования

В связи со значительным влиянием на эффективность СРН схемно-режимной ситуации (перетоков по сечениям, топологии сети, состояния иных СРН), предлагается определять фактические значения эффективности СРН на основании модели, сформированной СМЗУ по текущему режиму, при этом предлагается выполнять утяжеление режима до достижения уровнем напряжения значения равного или ниже нижней границы графика напряжения.

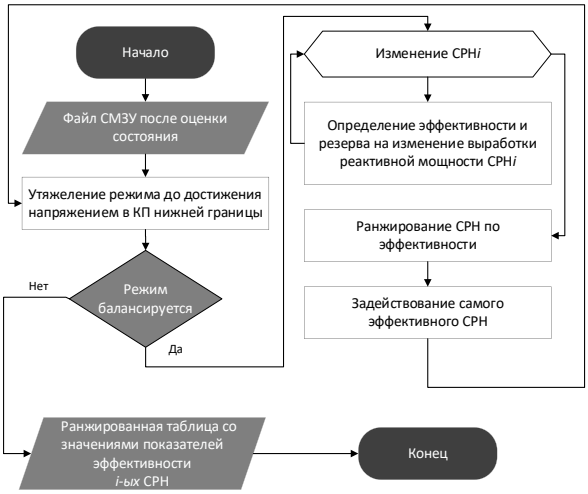


Рис. 1. Алгоритм исследования

В предельном режиме напряжение в КП и близлежащих узлах снижается и уменьшаются резервы реактивной мощности плавно-регулируемых СРН. В этих условиях будет вычисляться их эффективность.

Для плавно-регулируемых СРН, кВ/Мвар:

$$Э^{п-р}{}_i = \frac{\Delta Q_i}{\Delta U_i} \quad (1)$$

Для коммутируемых (нерегулируемых) СРН, кВ:

$$Э^{н-р}{}_i = \Delta U_i \quad (2)$$

В данном алгоритме не фиксируется выработка реактивной мощности плавно-регулируемых СРН, а также моделируется задействование самого эффективного по результатам расчёта СРН. Вследствие этого эффективность каждого СРН определяется с учётом взаимного влияния СРН в КП друг на друга.

При этом, выработка реактивной мощности плавно-регулируемых СРН будет автоматически изменяться. Поэтому, помимо эффективности, будет также определяться остаточный резерв на изменение реактивной мощности.

– Для УШР, СТК:

$$Q_{i\text{резерв}} = Q_{imax} - Q_i \quad (3)$$

– Для генераторов (групповой резерв):

$$\sum Q_{i\text{резерв}} = \sum Q_{maxi}(P_i) - \sum Q_i \quad (4)$$

где Q_{maxi} – максимальное значение выработки реактивной мощности УШР, СТК; Q_{maxi} – максимально возможная загрузка генератора по реактивной мощности при текущей загрузке по активной мощности (в соответствии с PQ-диаграммой); Q_i – текущая загрузка СРН по реактивной мощности.

Расчёт эффективности СРН

По представленному на рисунке 1 алгоритму произведён расчёт значений эффективности плавно-регулируемых и коммутируемых СРН в КП «ПС 500 кВ Ново-Анжерская».

Результаты расчёта, выполненного в расчётной модели на основании произвольного среза СМЗУ за период с 08.04.2023 по 15.04.2023 представлены на рисунках 2 – 5.

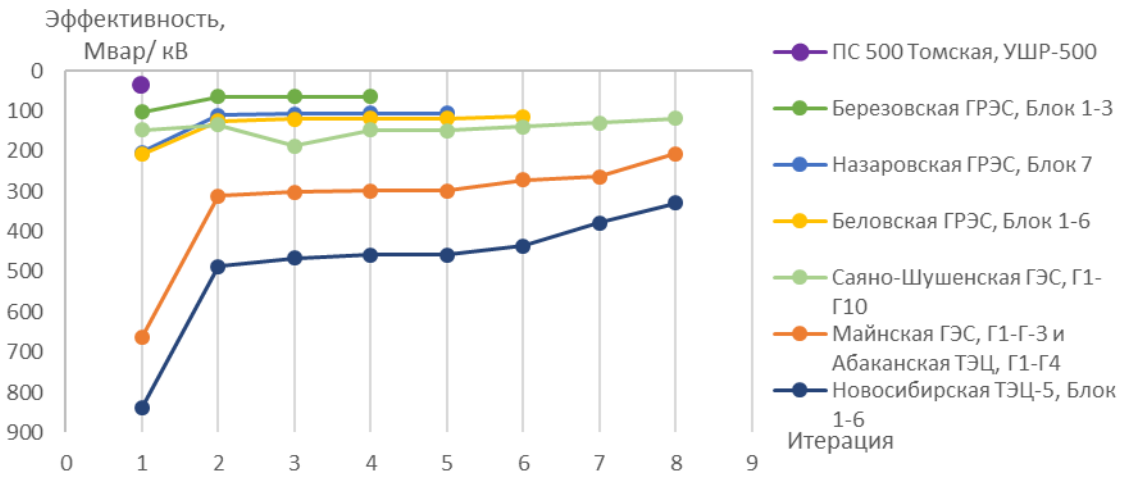


Рис. 2. Изменение эффективности плавно-регулируемых СРН в процессе регулирования

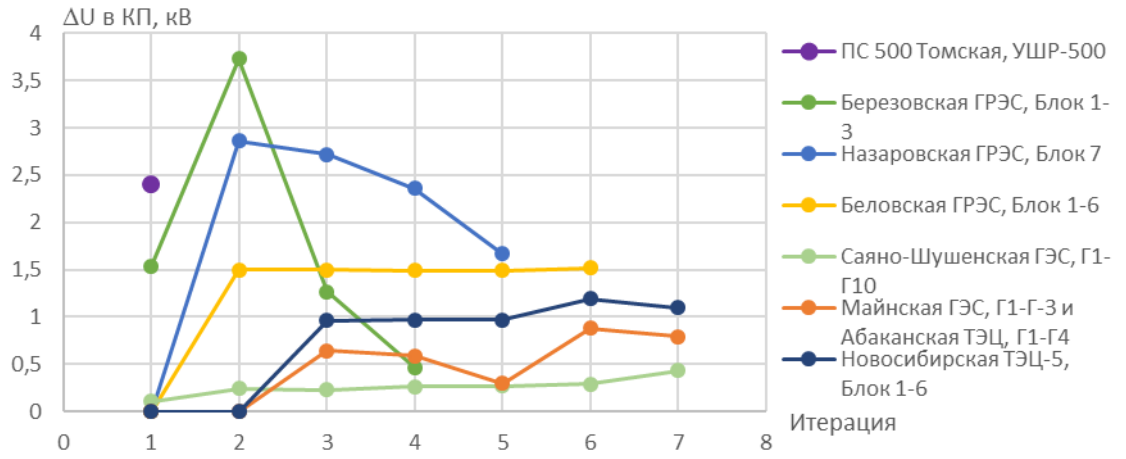


Рис. 3. Изменение напряжения в КП «ПС 500 кВ Ново-Анжерская» при реализации реактивной мощности плавно-регулируемых СРН

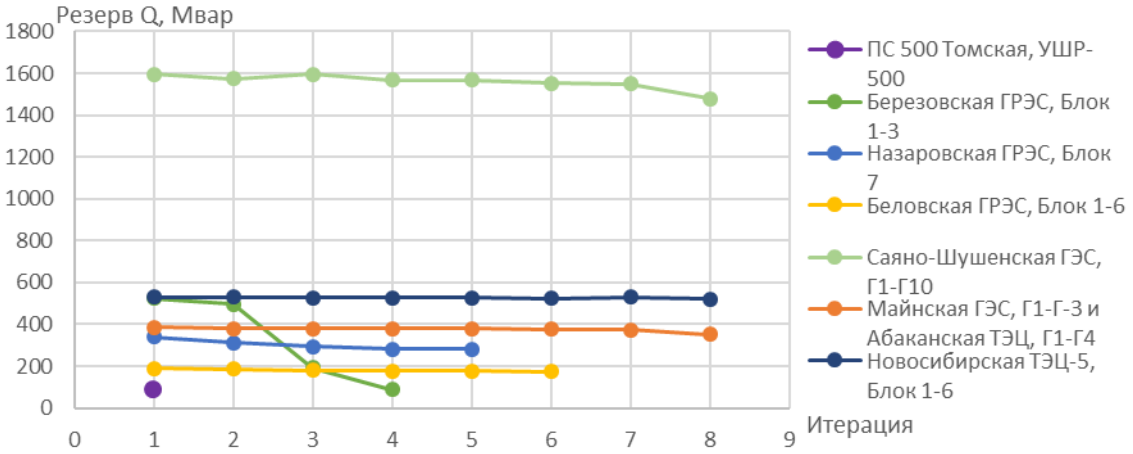


Рис. 4. Изменение резерва реактивной мощности плавно-регулируемых СРН в процессе регулирования

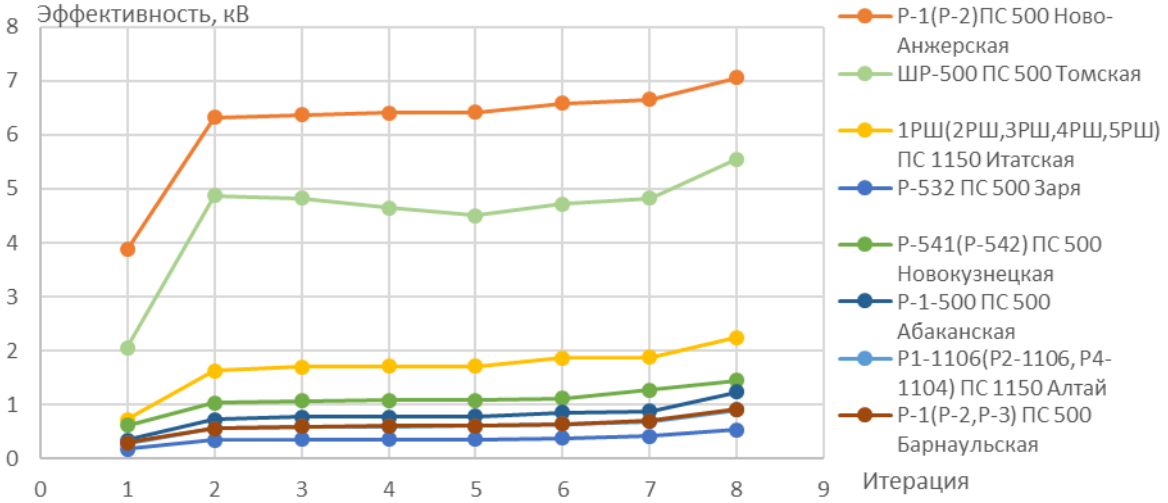


Рис. 5. Изменение эффективности коммутируемых СРН в процессе регулирования

Анализ динамики изменения показателей эффективности

Для оценки влияния схемно-режимной ситуации на значения эффективности СРН были произведены расчёты на расчётных моделях, полученных на основании срезов СМЗУ за весь период с 08.04.2023 по 15.04.2023.

Результаты расчётов нескольких, выбранных для примера СРН в КП «ПС 500 кВ Ново-Анжерская», представлены на рисунках 6 – 8.

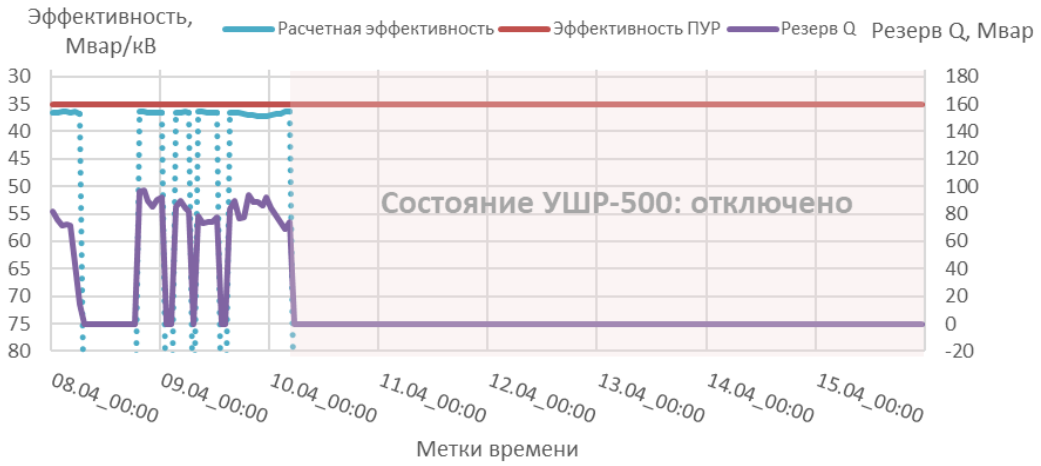


Рис. 6. Эффективность и резерв реактивной мощности УШР-500 на ПС 500 кВ Томская

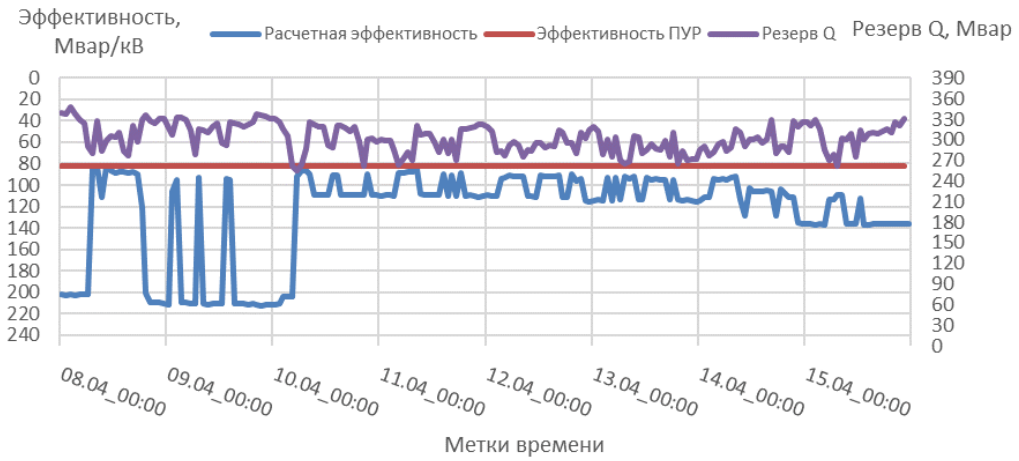


Рис. 7. Эффективность и резерв реактивной мощности блока 7 Назаровской ГРЭС

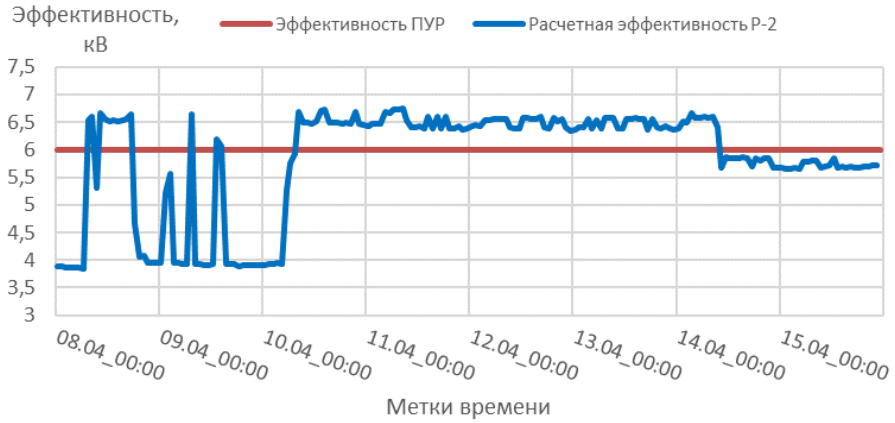


Рис. 8. Эффективность Р-1 (Р-2) на ПС 500 кВ Ново-Анжерская

Заключение

Анализ результатов показал, что на эффективность СРН оказывают влияние величина и направление перетока в контролируемом сечении, загрузка генераторов и плавно-регулируемых СРН по реактивной мощности, наличие резерва реактивной мощности у плавно-регулируемых СРН, а также состояние коммутируемых СРН.

Подтверждена нецелесообразность применения коммутируемых СРН, до исчерпания резерва плавно-регулируемых СРН. Так как имея резерв реактивной мощности плавно-регулируемые СРН компенсируют действие остальных СРН, эффективность которых из-за этого сильно снижается. По этой причине, а также для того, чтобы не расходовать излишне коммутационный ресурс выключателей у коммутируемых СРН, целесообразно в первую очередь применять плавно-регулируемые СРН.

Сделан вывод о том, что принятый показатель эффективности плавно-регулируемых СРН измеряемый в Мвар/кВ и остаточный резерв реактивной мощности не всегда отражают реальное влияние СРН на напряжение в КП, ввиду наличия сетевых ограничений, которые могут не позволить в полной мере реализовать регулировочный диапазон плавно-регулируемых СРН. Главным образом это касается генераторов электрических станций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. СТО 59012820.27.010.002-2014 Правила разработки графика напряжения в контрольных пунктах диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС». – Москва, 2014. – 14 с.

2. Положение по управлению режимами работы энергосистем в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. – Кемерово: Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, актуальная редакция.

ГРУППОВОЙ РЕЗЕРВ ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ УПРАВЛЯЕМЫХ СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Кичигин Е.Е., Васильев А.С.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Введение

Предел передаваемой мощности прямо пропорционален уровням напряжения по концам линии электропередачи. Увеличение перетока активной мощности приводит к росту потерь реактивной мощности и снижению напряжений. Поддержание напряжения по концам ЛЭП можно обеспечить с помощью управляемых средств регулирования напряжения (УСРН), что повышает пропускную способность ЛЭП по условию статической устойчивости и уровням напряжения на шинах подстанций [1–3].

Понятия группового резерва УСРН

Групповой резерв (ГР) по реактивной мощности (РМ) – это суммарный резерв РМ УСРН, обеспечивающий поддержание запаса статической апериодической устойчивости в электроэнергетической системе (ЭЭС). Значение ГР по РМ может быть оценено отдельно для каждого контролируемого сечения (КС). В отношении каждого КС ГР по РМ можно представить, как сумму автоматически высвобождаемого – первичного, и запертого – вторичный резерв РМ.

Первичный резерв (ПР) РМ – резерв РМ УСРН, высвобождающийся в автоматическом режиме на шинах станций и подстанций с УСРН, с учётом графиков напряжения.

Вторичный резерв (ВР) РМ – резерв РМ УСРН, высвобождающийся только после воздействия на УСРН посредством изменения уставок на поддержание уровня напряжения в узле.

ГР формируется из незадействованного в текущей СРС объёма РМ СРН, коэффициенты влияния ($К_В$) изменения реактивной мощности которых на предельный переток соответствуют величине (1), позволяющей идентифицировать СРН как влияющее на предельный переток в КС, иначе можно сказать, что коэффициент влияния должен превышать некоторое заданное граничное значения $К_В > К_{Вг}$.

Коэффициент влияния – это величина, характеризующая влияние резерва реактивной мощности УСРН на запас СУ.

$$К_В = \frac{\Delta P_{ПР}}{\Delta Q_{УСРН}}, \quad (1)$$

где $\Delta Q_{УСРН}$ – приращение резерва РМ УСРН; $\Delta P_{ПР}$ – приращение предельного перетока в КС.

Для удобства анализа влияния ГР УСРН вводится понятие эквивалентного ГР УСРН как отношения суммы произведений резервов реактивной мощности влияющих УСРН и их коэффициентов влияния к эталонному коэффициенту влияния ($К_{В.ЭТ}$). Эквивалентный ГР ($Q_{ГЭК}$) УСРН можно интерпретировать как УСРН с $К_В$ равным $К_{В.ЭТ}$. $Q_{ГЭК}$ УСРН рассчитывается по выражению 2.

$$Q_{ГЭК} = \frac{\sum_{i=1}^{N} Q_{рез_i} К_{В_i}}{К_{В.ЭТ}}, \quad (2)$$

где $Q_{рез i}$ – полный резерв i-ого УСРН по РМ; рассчитывается по выражению (3).

$$Q_{рез} = Q_{max} - Q_{тек} \quad (3)$$

где Q_{max} – верхняя граница генерации РМ ($Q_Г$) УСРН; $Q_{тек}$ – генерация РМ ($Q_Г$) УСРН в текущем режиме.

Эквивалентный ПР и ВР УСРН будут рассчитываться аналогичным образом, что и ГР УСРН за исключением того, что $Q_{рез}$ для ПР и ВР будет рассчитано по выражениям 4 и 5 соответственно.

$$Q_{\text{рез.ПР}} = Q_{\text{авт}} - Q_{\text{тек}} \tag{4}$$

где $Q_{авт}$ – значения автоматически реализуемой $Q_Г$.

$$Q_{\text{рез.ВР}} = Q_{max} - Q_{\text{авт}} \tag{5}$$

Методика определения коэффициента влияния УСРН на устойчивость энергосистемы

RastrWin3 все УСРН задаются в виде PU-модели генераторов в таблице «Генераторы (УР)». В качестве параметров УСРН вносится PQ-диаграмма, с верхней (Q_{max}) и нижней (Q_{min}) границами $Q_Г$.

На вход алгоритма поступает перечень УСРН, каждое из которых может быть представлено одним управляемым источником реактивной мощности или групповым объектом управления: суммарная мощность генераторов одной станции или управляемых компенсаторов реактивной мощности, расположенных на одной подстанции. Состав УСРН определяется экспертной оценкой.

Из модели УСРН извлекаются значения $Q_{тек}$ (левая граница зависимости 2 на рисунке 1). Далее производится утяжеление режима в неизменном файле СМЗУ и извлекается значение $Q_{авт}$ (правая граница зависимости 2 на рисунке 1). Далее диапазон от $Q_{тек}$ до $Q_{авт}$ делится на заданное количество расчётных точек N и составляется список верхних границ генерации реактивной мощности $Q_Г$: $Q_{верх.гр} = Q_{верх.гр1}, Q_{верх.гр2} \ldots Q_{верх.грN}$ для PQ диаграммы СРН.

Затем производится ряд утяжелений режима при изменении Q_{max} УСРН на $Q_{верх.грi}$, где $i = 1, 2 \ldots N$. После каждого расчёта извлекается значение $P_{ПРi}$ и $Q_{Гi}$ (зависимость 1 рисунок 1). Количество расчётов равно N

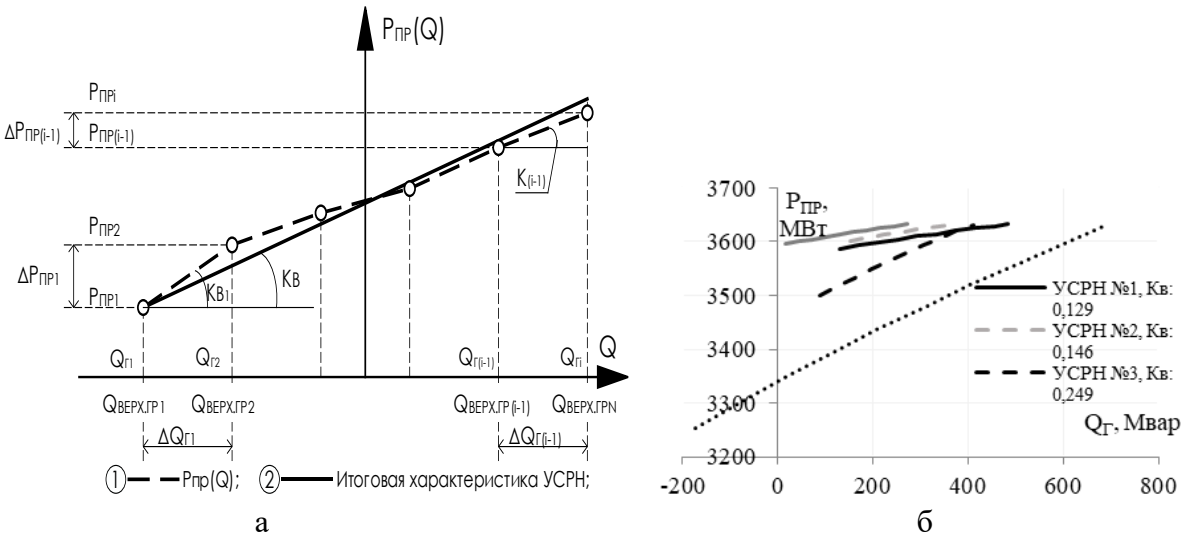


Рис. 1. Ожидаемая (а) зависимость $P_{ПР}(Q_{max})$ и расчётные (б)

После проведения расчётов и формирования табличной зависимости $P_{ПР}(Q_Г)$ производится расчёт $K_В$ УСРН на предельный переток, определённый по условию статической апериодической устойчивости. $K_В$ рассчитывается по выражению (6).

$$К_В = \frac{\sum_{i=1}^{M-1}\left(\frac{\Delta P_{ПР_i}}{\Delta Q_{Г_i}}\right)}{M-1}, \tag{6}$$

где $i = 1 \ldots M$ – расчётная точка; M – количество корректно рассчитанных точек зависимости $P_{ПР}(Q_Г)$.

Поскольку характеристика практически линейная, для анализа влияния резерва по РМ на предельный переток $P_{ПР}$ достаточно определить коэффициент угла наклона, определённого как K_B.

Посредством разработанного алгоритма был определён K_B УСРН на $P_{ПР}$ в одном из КС ОЭС Сибири. Характеристики некоторых УСРН из перечня приведены на рисунке 1,б.

Оценка запертого резерва

На рисунке 2 приведена диаграмма ВР, доли ПР, задействованной при увеличении перетока до МДП ($Q_{ПР.МДП}$) и доли ПР, задействованной при предельном перетоке в КС ($Q_{ПР.пред.реж}$).

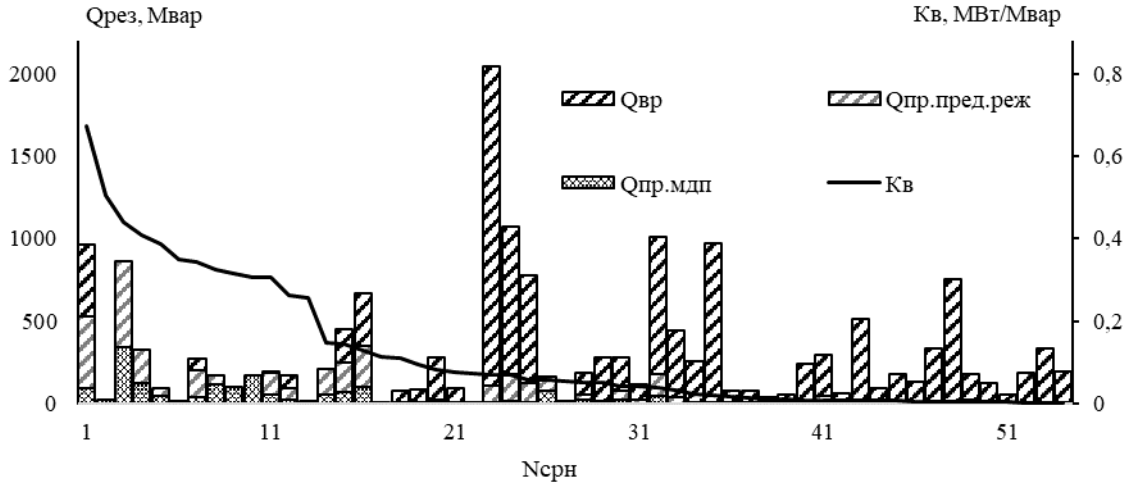


Рис. 2. Полные и первичные резервы мощности СРН

Для оценки величины запертого резерва РМ были построены графики разницы полного и ПР РМ каждого СРН на рисунке 3.

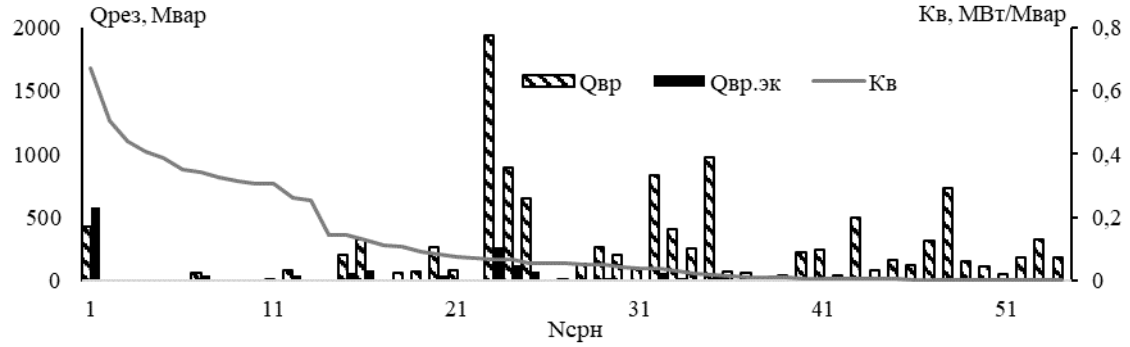


Рис. 3. Разница полного и первичного резерва СРН

Сумма ПР приведённого к эталонному коэффициенту влияния ($Q_{ЭК.ПР}$), по 53 УСРН сведённым в ГР, составила 2766 Мвар. При этом 36 % резерва реализуется при достижении перетока равного МДП, а полная реализация ПР происходит при достижении предельного перетока.

Сумма полного резерва СРН, приведённая к $K_{В.ЭТ}(Q_{ЭК})$, равна 4380 Мвар (2).

Вторичный резерв составил 1614 Мвар, что составляет 36,8 % от $Q_{ГЭК}$. При высвобождении данного резерва можно получить прирост запаса по статической апериодической устойчивости (7) величиной 807 МВт с учётом допущения того, что выдаваемая РМ не ограничена уровнем напряжения на шинах электростанций и подстанций.

$$\Delta P_{зап} = \Delta Q_{ГЭК} \cdot К_{В.ЭТ}. \quad (7)$$

Влияние ГР УСРН на устойчивость ЭЭС

Для определения зависимости запаса статической апериодической устойчивости электроэнергетической системы от ГР УСРН был выполнен расчёт по тестовому набору УР за сутки. Для каждого УР производилось утяжеление режима, фиксировался переток в КС до и после утяжеления. Также фиксировались значения текущей и максимальной РМ ГР СРН до и после утяжеления режима. Важно отметить, что ГР был определён для первого режима и не подвергался дальнейшей корректировке.

Далее производилось определение корреляционных зависимостей запаса по устойчивости в КС $P_{зап} = P_{ПР} - P_{те}$ от:

– ГР УСРН $Q_{ГР}=\Sigma Q_{резi}$,
– ГР УСРН, приведённого к $К_В$, $Q_{ГЭК}$,
– ПР УСРН $Q_{ПР}= \Sigma Q_{ПРi}$,
– ПР УСРН, приведённого к Кв, $Q_{ПР.КВ}$.

Для проведения анализа были рассчитаны коэффициенты корреляции Пирсона зависимостей резервов РМ по отношению к изменению запаса по устойчивости в КС. Рассчитанные коэффициенты сведены в таблицу 1.

Таблица 1. Коэффициенты корреляции Пирсона

Зависимость	$Q_{ГР}(t)$	$Q_{ГЭК}(t)$	$Q_{ПР}(t)$	$Q_{ЭК.ПР}(t)$
r, о.е.	0,936	0,943	0,913	0,951

Согласно таблице 1, показатель эквивалентного первичного ГР сильнее остальных коррелирует с запасом статической апериодической устойчивости.

Далее для каждого момента времени t_i были взяты соответствующие значения $P_{ЗАПi}$ и $Q_{ПР.ЭКi}$ и составлены пары значений ($P_{ЗАПi}$; $Q_{ПР.ЭКi}$). Эти пары значений использовались для построения зависимости $P_{ЗАП}(Q_{ПР.ЭК})$ представленной на рисунке 4. Из графика, приведённого на рисунке 4, можно сделать вывод о том, что между запасом СУ и ПР существует нелинейная зависимость, характер которой близок к экспоненциальной.

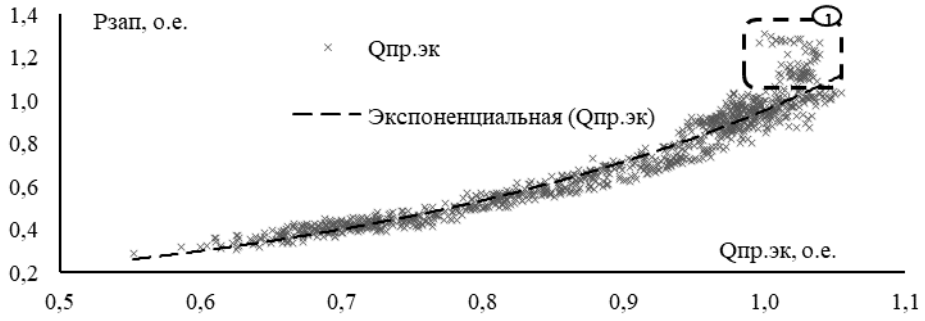


Рис. 4. Изменение запаса СУ в КС от ПР УСРН

Результаты

Полученные результаты показали, что между запасом по устойчивости и первичном резервом наблюдается сильная корреляционная связь. Несмотря на это, существуют интервалы времени, на которых зависимость отклоняется от основного тренда, что говорит о наличии иных влияющих факторов.

Результаты анализа группового резерва реактивной мощности показали, что ГР УСРН можно разделить на первичный и вторичный резерв. ПР поддерживает запас статической устойчивости.

Определение наличия ВР позволит обоснованно исключить отдачу команд на УСРН не обладающих ВР, поскольку при достижении перетоком в КС значения МДП на большинстве УСРН имеется ГР, но содержащий только первичный резерв реактивной мощности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Управляемые электропередачи на базе силовой электроники: в X ч.: учебное пособие [Электронный ресурс] / А. С. Васильев, Р. А. Уфа; Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа энергетики, Отделение электроэнергетики и электротехники (ОЭЭ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2021.

2. Петров, В. В. Влияние уровней напряжения в контрольных пунктах энергосистемы на значения максимально допустимого перетока мощности в сечении / В. В. Петров, А. А. Альмендеев // Электроэнергетика глазами молодёжи - 2016: Материалы VII Международной молодёжной научно-технической конференции. В 3 т., Казань, 19–23 сентября 2016 года. Том 2. – Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2016. – С. 351–352. – EDN UTHMQL.

3. Смирнов, С. С. Влияние регулируемых источников реактивной мощности на пропускную способность сетей высокого напряжения / С. С. Смирнов, А. Б. Осак // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Материалы 90-е заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. В 2-х книгах, Иркутск, 01–07 июля 2018 года / Ответственный редактор Н.И. Воропай. Том Выпуск 69. Книга 1. – Иркутск: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2018. – С. 182-191. – EDN WUCICV.

РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЕВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЗАПАСА ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Г.А. Гетте
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

В соответствие с [1, 2] предельный переток по критерию динамической устойчивости, определяется выполнением серии расчётов переходных процессов при различных значениях доаварийного перетока и изменении других влияющих факторов, таких как количество включённых на электростанциях генераторов, возможные изменения в схеме электрической сети и др. В качестве предельного принимается значение перетока на шаге, предшествующего шагу с нарушением устойчивости. При этом не вводится какого-либо запаса по отношению к предельному перетоку. Поэтому не известно, как неучтённые случайные изменения режимных параметров влияют на возможное приближение к границе устойчивости.

Физически обоснованным критерием запаса динамической устойчивости может быть соотношение площадки ускорение и максимально возможной площадки торможения на первом цикле качаний после возникновения возмущения. Об этом однозначно говорится в работе [3]: «Отношение возможной площади торможения к площади ускорения является мерой запаса динамической устойчивости и может быть названо коэффициентом запаса устойчивости».

Практически наиболее простым может быть введение определённого коэффициента запаса активной мощности по отношению к расчётному предельному по динамической устойчивости, определяемого также, как и коэффициент запаса по статической устойчивости. В связи с этим выполнены исследования при замещении энергосистемы одномашинной схемой, позволившие установить, что отношение коэффициент запаса по соотношение площадей в зависимости от вида возмущения, от схемы и исходного режима к коэффициенту запаса по активной мощности лежит в пределах от 4 до 7. В качестве примера на рисунке 1 при моделировании возмущения с затяжным отключением короткого замыкания приведена зависимость коэффициента запаса по площадям, от коэффициента запаса по мощности, определяемых соответственно как

$$k_{\text{Д}} = \frac{F_{\text{торм}} - F_{\text{уск}}}{F_{\text{торм}}} \text{ и } k_P = \frac{P_{\text{ду}} - \text{Р}_{\text{зап}}}{P_{\text{ду}}}$$

где $F_{\text{торм}}$ и $F_{\text{уск}}$– площади торможения и ускорения, $P_{\text{ду}}$ и $\text{Р}_{\text{зап}}$– перетоки граничный по ДУ и сниженный на заданную величину.

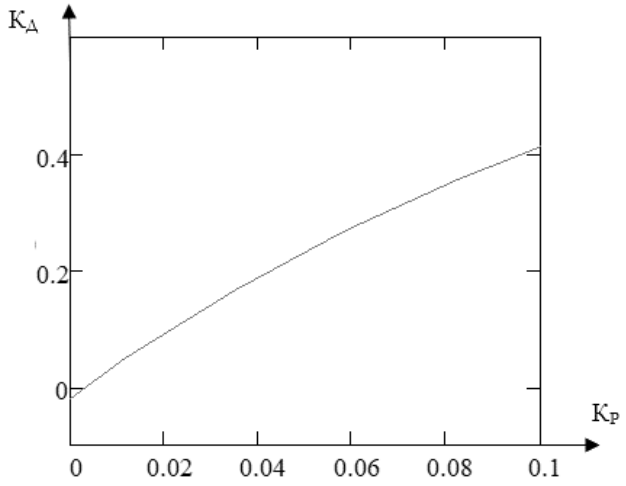


Рис. 1. Зависимость коэффициента запаса по площадям от коэффициента запаса по мощности

Резкий рост запаса динамической устойчивости, определяемого по соотношению площадей, при введении запаса по мощности в доаварийном режиме объясняется тем, что при снижении перетока одновременно увеличивается площадь торможения и уменьшается площадь ускорения. Причём уменьшение площади ускорения обусловлено влиянием двух факторов: уменьшением небаланса мощности и уменьшением изменения угла за время ликвидации короткого замыкания.

В связи с тем, что используемые в настоящее время программные комплексы для расчёта электромеханических переходных процессов не содержат штатных средств для определения площадей ускорения и торможения, далее рассматривается возможность приближенной оценки запаса динамической устойчивости, на основе использования электрических величин в ходе расчёта переходного процесса, которые предоставляются штатными средствами используемых программ.

Предлагаемый вариант оценки запаса динамической устойчивости основан на том, что значения площадей ускорения и торможения, имеющие физический смысл потенциальной энергии, накопленной за какой-либо отрезок времени, пропорциональны изменению кинетической энергии за тот же отрезок времени. В свою очередь кинетическая энергия пропорциональна скольжению ротора генератора в квадрате. Вывод скольжения при расчёте переходного процесса вместе с другими необходимыми параметрами предусмотрен в используемых программных комплексах.

Принцип оценки запаса динамической устойчивости иллюстрируется на рисунке 2, на котором приведены графики изменения мощности генератора, мощности турбины и скольжения при доаварийном перетоке, равном предельному по динамической устойчивости (рисунок 1, а) и при сниженном перетоке (рисунок 1, б). На этом рисунке изменение скольжения на стадии ускорения при граничных условиях по устойчивости обозначено, как $\Delta s_{\text{гр}}$, а при введении запаса по модности, как $\Delta s_{\text{зап}}$.

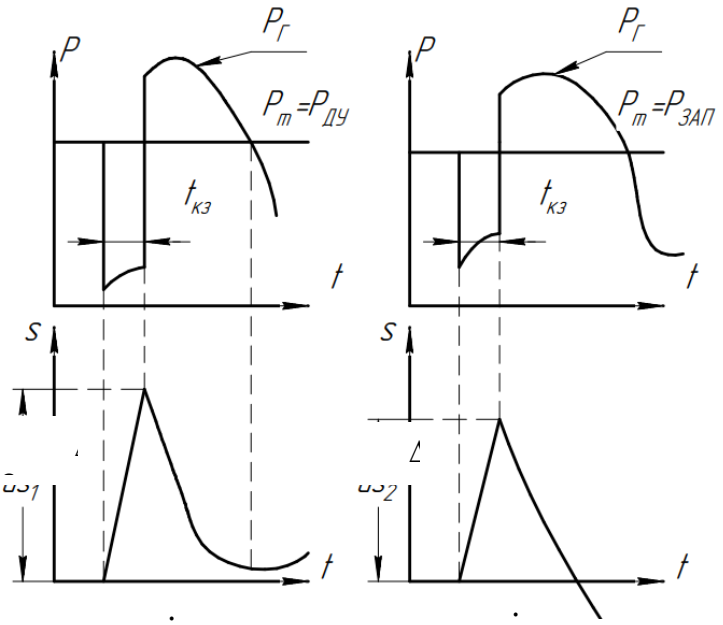


Рис. 2. Графики изменения мощности и скольжения: а.–при перетоке, незначительно превышающем предельный по динамической устойчивости; б.–при перетоке, сниженном на некоторую заданную величину.

Площадь ускорения можно оценивать по изменению скольжения от нулевого значения до первого максимума, как при условиях границы устойчивости ($\Delta s_{\text{гр}}$), так и при условиях сохранения устойчивости ($\Delta s_{\text{зап}}$). Принимаем, далее, что площадь ускорения $F_{\text{уск}} \equiv (\Delta s_{\text{зап}})^2$. Площадь торможения можно оценить только по процессу на границе устойчивости, так как в

этом случае кинетическая энергия, равная площадке ускорения, практически полностью компенсируется площадью торможения. Поэтому принимаем, что $F_{\text{торм}} \approx (\Delta s_{\text{гр}})^2$, то есть увеличение площади торможения при снижении перетока не учитывается. Таким образом запас устойчивости при снижении перетока, обозначаемый далее, как $k_{Д1}$, представляется возможным оценить только по изменению площади ускорения следующим образом

$$k_{Д1} = \frac{(\Delta s_{\text{гр}})^2 - (\Delta s_{\text{зап}})^2}{(\Delta s_{\text{гр}})^2} \quad (1)$$

Действительный запас устойчивости по площадям $k_Д$будет не меньше, определяемого по (1).

Соотношение между запасом $k_Д$ и $k_{Д1}$лежит в пределах от 2,5 до 4 при следующих условиях:

1. Условия, соответствующие нормативному возмущению третьей группы в нормальной схеме: «отключение сетевого элемента при однофазном коротком замыкании с отказом одного выключателя». Время ликвидации короткого замыкания принимаем в пределах от 0,3 до 0,45с.
2. Условия, соответствующие нормативному возмущению второй группы в ремонтной схеме: «отключение сетевого элемента основной защитой при двухфазном коротком замыкании на землю и не успешным АПВ».

При использовании оценки запаса динамической устойчивости по изменению скольжения в реальных условиях нужно иметь ввиду, что в общем случае генераторы, устойчивость которых анализируется и обеспечивается средствами противоаварийной автоматики, имеют разные параметры и разное удаление от места возмущения. Поэтому при возникновении возмущения у разных генераторов будет различным ускорение движения роторов по двум причинам. Во-первых, из-за различия начального небаланса мощности вследствие различного электрического удаления от места возмущения (короткого замыкания), во-вторых, из-за различия значений их номинальной мощности и механической постоянной инерции и, в-третьих, из-за различной реакции на ввод управляющих воздействий также вследствие различной удалённости от места их реализации. Для того, чтобы в таких условиях применить оценку запаса динамической устойчивости по изменению скольжения необходимо определить суммарную кинетическую энергию всей совокупности генераторов, имеющих общую среднюю частоту, и эквивалентное этой энергии изменение скольжения.

Примем, что у некоторого числа «n» генераторов в ускоряющейся части энергосистемы с номинальной мощностью и механической постоянной инерции у каждого $P_{\text{ном}i}$и T_{ji} при некоторым возмущении имеет место изменение скольжения Δs_i.

Изменение кинетической энергии у каждого генератора

$$W_{kj} = J_i \cdot \frac{d\Delta s_i^2}{2}. \quad (2)$$

Где J_i- момент инерции вращающихся масс турбины и генератора.

Момент инерции J_i связан с параметром T_i и номинальной мощностью как $T_{ji} = J_i \cdot \frac{\omega_{\text{ном}}^2}{P_{\text{ном}i}}$. Выразим из последнего соотношения J_i и подставим в (2)

$$W_{kj} = \frac{T_{ji} \cdot P_{\text{ном}i}}{\omega_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{\Delta s_i^2}{2} \quad (3)$$

Суммарное изменение кинетической энергии

$$\sum_1^n W_{kj} = \frac{1}{2\omega_{\text{ном}}^2} \sum_1^n T_{ji} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \Delta s_i^2 \quad (4)$$

Эквивалентное изменение скольжения $\Delta S_{\text{экв}}$ соответствующие суммарному изменению кинетической энергии можно определить, представив (2) в виде

$$\sum_{1}^{n} W_{kj} = \frac{1}{2\omega_{\text{ном}}^2} \cdot \Delta S_{\text{экв}}^2 \sum_{1}^{n} T_{ji} \cdot P_{\text{ном}i} \tag{5}$$

Поделим (4) и (5) и выразим $\Delta S_{\text{экв}}^2$

$$\Delta S_{\text{экв}}^2 = \frac{\sum_1^n T_{ji} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \Delta s_i^2}{\sum_1^n T_{ji} \cdot P_{\text{ном}i}}. \tag{6}$$

Применение предлагаемого способа оценки запаса устойчивости иллюстрируется на примере схемы, приведённой на рисунке 3, в которой для предотвращения нарушения динамической устойчивости при однофазном коротком замыкании на одной из линий 500 кВ и отказе выключателя В-1 применяется управляющее воздействие «Отключение генераторов». В качестве контролируемого принято сечение выдачи мощности электростанции, обозначенное пунктирной линией 1-1.

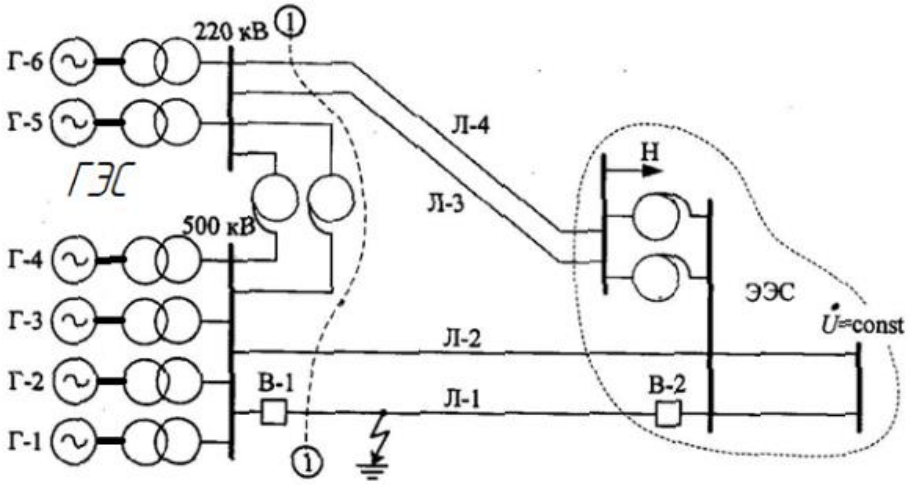


Рис. 3. Схема для апробации введения возможных критериев запаса динамической устойчивости.

В рассматриваемом примере в разных условиях в смысле изменения кинетической энергии находятся генераторы, включённые на сборные шины 500 кВ и 220 кВ.

Выполнение оценки запаса устойчивости по изменению скольжения с учётом различной электрической удалённости генераторов от места возмущения и с учётом возможного изменения числа включённых генераторов за время формирования площади ускорения представляется достаточно трудоёмким при массовых расчётах.

Показано, что для упрощения расчётов возможно принять следующие допущения:

1. Не учитывать отключение части генераторов действием ПА;

2. Учитывать изменение скольжения только одной группы генераторов, наиболее близко расположенных к месту возмущения.

При таких допущениях отличие расчётного коэффициента запаса по сравнению с рассчитываемым с учётом всех влияющих факторов не превышает 20% и в среднем значение $k_{\text{Д}1}$ при различных условиях и при $k_P = 5\%$ составляет около 0,14.

Методика оценки запаса ДУ апробирована на объектах ОЭС Сибири, в частности в сечении выдачи мощности Богучанской ГЭС и Саяно-Шушенской ГЭС.

Например, на Богучанской ГЭС при отключении одной цепи линии Богучанская-Озёрная в нормальной схеме при однофазном КЗ с отказом выключателя и действием УРОВ квадрат эквивалентного скольжения $\Delta S_{\text{экв}}^2 = 1.84240\%$, а при введении запаса по перетоку, равному 5%, квадрат эквивалентного скольжения $\Delta S_{\text{экв}}^2 = 1.62937\%$. Коэффициент запаса по изменению площади ускорения

$$k_{Д1} > \frac{(\Delta s_{гр})^2 - (\Delta s_{зап})^2}{(\Delta s_{гр})^2} = \frac{1.8424 - 1.62937}{1.8424} = 0{,}1156.$$

Выводы

1. Показано, что истинный запас динамической устойчивости, определяемый по соотношению площадей ускорения и торможения, значительно превышает искусственно вводимый запас активной мощности по отношению к предельному по динамической устойчивости.

2. Способ оценки запаса динамической устойчивости, по соотношению изменения кинетической энергии на стадии формирования площади ускорения сводится к определению соотношения квадратов скольжения на границе динамической устойчивости и при введении запаса по мощности.

3. Практическое использование способа по пункту 2 не требует каких-либо не стандартных расчётов, так как такой параметр, как скольжение, доступен в пределах штатных средств программных комплексов для расчёта электромеханических переходных процессов.

4. Расчётные значения коэффициента запаса по изменению скольжения, полученные на академических и реальных схемах, характеризуются определённой стабильностью. Среднее значение по всем расчётам в различных условиях составляет 0,144 с максимальным отличием от среднего около $\pm 18\%$. Это обстоятельство может являться подтверждением корректности предлагаемого критерия оценки запаса динамической устойчивости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. СТО 59012820.27.010.004-2020. Стандарт АО «СО ЕЭС». Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях. Введён в действие 09.07.2020 (с изм. на 30.03.2021 г).

2. Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.08.2018 N 52023) // Собрание законодательства. – 2018.

3. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. Под ред. Жукова Л.А. – М.: Энергия, 1979. – 455 с.: ил.

Научный руководитель: Вайнштейн Р.А., профессор отделения электроэнергетики и электротехники ИШЭ ТПУ, доктор технических наук.

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРОЦЕССА ОБЩЕГО ПЕРВИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Фёдорова В.А., Кириченко В.Ф., Глазырин Г.В.
Новосибирский государственный технический университет, факультет энергетики, кафедра электрических станций

Введение

Первичное регулирование частоты (первичное регулирование) – процесс автоматического изменения мощности генерирующего оборудования под действием первичных регуляторов. Первичное регулирование должно осуществляться с целью ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации электростанций и минимизации риска отключения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики [1,2].

Качество частоты напряжения и тока в энергосистеме определятся, в том числе, качеством первичного регулирования частоты, которое обеспечивается средствами систем автоматического регулирования (САР) турбин.

На практике некоторые аварийные возмущения в энергосистеме приводят к тому, что процесс первичного регулирования частоты может сопровождаться незатухающими колебаниями частоты с последующим излишним отключением потребителей и генерации.

За последние несколько лет зарегистрирован целый ряд аварийных событий с участием крупнейших ГЭС и ТЭС во всём мире, которые сопровождались незатухающими колебаниями, вызванными работой САР турбин в составе этих электростанций [3, 4].

Показательным примером ситуации с возникновением незатухающих колебаний частоты при ОПРЧ является авария, возникшая в 2020 году в энергосистеме Норильско-Таймырской энергетической компании (НТЭК). Небаланс активной мощности 40 МВт в энергосистеме запустил процесс первичного регулирования частоты двумя гидроэлектростанциями [5, 6]. Регулятор одной из электростанций был астатическим, на второй электростанции – статическим, их основные уставки были настроены согласно нормативному документу [7]. Это привело к возникновению колебаний частоты при ОПРЧ длительностью 3 минуты из-за отсутствия координации между регуляторами и сбоя в работе статического регулятора. Устойчивого ОПРЧ удалось добиться только при статизме, равном 25 %, что не соответствует ГОСТ 55890-2013.

Таким образом, глобальной целью данного исследования является использование в процессе ОПРЧ усовершенствованных стратегий управления для обеспечения возможности управления режимами энергосистем в темпе протекающих в них процессов.

Данная цель первостепенно вызывает необходимость создания многофункциональной математической модели энергосистемы с возможностью программно изменять на смоделированных электростанциях типы регуляторов и корректировать их параметры. Это позволит детально исследовать процесс ОПРЧ и переходные процессы при нем.

Разработка математической модели

Математическая модель разрабатывается в виде цифрового прототипа энергосистемы НТЭК на основании (1) – (3), которые представляют собой преобразование передаточных функций в дифференциальные уравнения. Энергосистема НТЭК состоит из двух гидроэлектростанций, ведущих по частоте, и трёх тепловых электростанций. В общей сложности эта энергосистема покрывает более 2200 МВт нагрузки.

Формула (1) учитывает взаимосвязь активной мощности агрегата и открытия направляющего аппарата:

$$\frac{dP_t}{dt} = \frac{2}{T_W} - 2\frac{dS_{wg}}{dt} - \frac{2}{T_W}\frac{P_t}{S_{wg}}\ , \tag{1}$$

где P_t – активная мощность турбины генератора, S_{wg} – открытие направляющего аппарата, T_w – постоянная времени водовода. Все составляющие данного уравнения представлены в относительных единицах (о.е.).

Исполнительные механизмы могут быть представлены как апериодическое звено:

$$\frac{dS_{wg}}{dt} = \frac{x - S_{wg}}{T_{sm}}\ , \tag{2}$$

где x – начальное открытие направляющего аппарата (о.е.), T_{sm} – постоянная времени сервомотора (о.е.).

Следующим уравнением является уравнение движение ротора:

$$J\frac{d\omega}{dt} = M_{ext} + M_{syn} + M_{asyn}, \tag{3}$$

где J – момент инерции вращающихся частей (кг·м^2), ω – угловая частота вращения вала (рад/с), M_{ext}– внешний механический момент на валу синхронной машины (Н·м), M_{syn}– синхронный электромагнитный момент (Н·м), M_{asyn} – асинхронный электромагнитный момент (Н·м).

Поскольку моделируемая энергосистема является двухмашинной, помимо использования уравнения (3) для каждого эквивалентного генератора необходимо сформировать электромагнитную связь между ними на основе схемы замещения (рисунок 1). Эквивалентные синхронные машины (СМ1 и СМ2) работают на энергосистему через сопротивление и имеют некоторую местную нагрузку, которая также оказывает влияние на электромагнитные процессы между агрегатами.

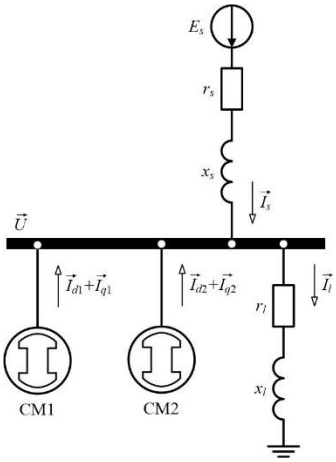


Рис. 1. Эквивалентная схема замещения двухмашинной энергосистемы

Необходимо записать уравнения по 1-му и 2-му законам Кирхгофа для схемы (рисунок 1):

$$\begin{cases} \vec{I_l} = \overrightarrow{I_{d1}} + \overrightarrow{I_{q1}} + \overrightarrow{I_{d2}} + \overrightarrow{I_{q2}} + \vec{I_s}, \\ \vec{U} = \vec{E_s} - \vec{I_s}Z_s, \\ \vec{U} = \vec{I_l}Z_l, \\ \vec{U} = \vec{E_1} - \overrightarrow{I_{d1}}(r_{a1} + jx_{d1}) - \overrightarrow{I_{q1}}(r_{a1} + jx_{q1}), \\ \vec{U} = \vec{E_2} - \overrightarrow{I_{d2}}(r_{a2} + jx_{d2}) - \overrightarrow{I_{q2}}(r_{a2} + jx_{q2}), \end{cases} \tag{4}$$

где $\overrightarrow{I_{d1}}$, $\overrightarrow{I_{q1}}$ – токи статора первой синхронной машины по продольной и поперечной оси (А), $\overrightarrow{I_{d2}}$, $\overrightarrow{I_{q2}}$ – токи статора второй синхронной машины по продольной и поперечной оси (А), $\vec{E_s}$– фазная ЭДС системы (В), $\vec{I_s}$– ток со стороны системы (А), $Z_s = r_s + jx_s$ – комплексное сопротивление связи с системой (Ом), $\vec{I}_l$ – ток нагрузки (А), $Z_l = r_l + jx_l$ –

комплексное сопротивление нагрузки (Ом), $\overrightarrow{E_1}$ –фазная ЭДС первой синхронной машины (В), $\overrightarrow{E_2}$ – фазная ЭДС второй синхронной машины (В), r_{a1} – активное сопротивление обмотки статора первой машины (Ом), r_{a2} – активное сопротивление обмотки статора второй машины (Ом), x_{d1}, x_{q1} – индуктивные сопротивления обмотки статора по продольной и поперечной осям первой машины (Ом), x_{d2}, x_{q2} – индуктивные сопротивления обмотки статора по продольной и поперечной осям второй машины (Ом).

Для решения (4) в среде MATLAB, необходимо преобразовать её в матричную форму (5), используя переход в d/q систему координат. Полный вывод математических преобразований в рамках данной статьи не приводятся, при необходимости можно ознакомиться с ними в [5, 6].

$$\begin{bmatrix} r_{a1ls} & -x_{qls} & z_{ls\delta 11} & z_{ls\delta 12} \\ x_{d1ls} & r_{a1ls} & -z_{ls\delta 12} & z_{ls\delta 11} \\ r_{ls} & -x_{ls} & z_{ls\delta 21} & z_{ls\delta 22} \\ x_{ls} & r_{ls} & -z_{ls\delta 23} & z_{ls\delta 24} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{d1} \\ I_{q1} \\ I_{d2} \\ I_{q2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -E_{xr} \\ E_1 - E_{xi} \\ E_2 sin\delta - E_{xr} \\ E_2 cos\delta - E_{xi} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Верификация математической модели

Общая генерация в энергосистеме НТЭК на момент аварии составляла 872 МВт. При разгрузке активной мощности генераторов ТЭС на 60 МВт частота энергосистемы начала падать, запустился процесс ОПРЧ, однако вместо установившегося он приобретает характер колебательного. На ГЭС №1, ГЭС №2 наблюдались колебания мощности с периодом ≈ 27 секунд. Описанная ситуация в энергосистеме НТЭК послужила основой для верификации математической модели.

По аналогии с энергосистемой НТЭК, на эквивалентном генераторе, моделирующем ГЭС №1, предусмотрен регулятор с астатическим управлением, на генераторе, моделирующем ГЭС №2 – со статическим управлением. Проверка корректности работы регуляторов с визуализацией изменения активной мощности и открытия направляющего аппарата каждой из электростанций представлена на рисунках 2, 3.

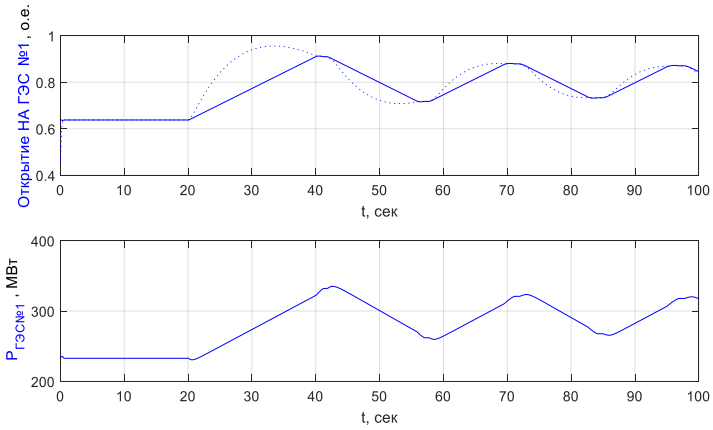


Рис. 2. Изменение мощности и открытия направляющего аппарата на ГЭС №1 под действием астатического регулятора

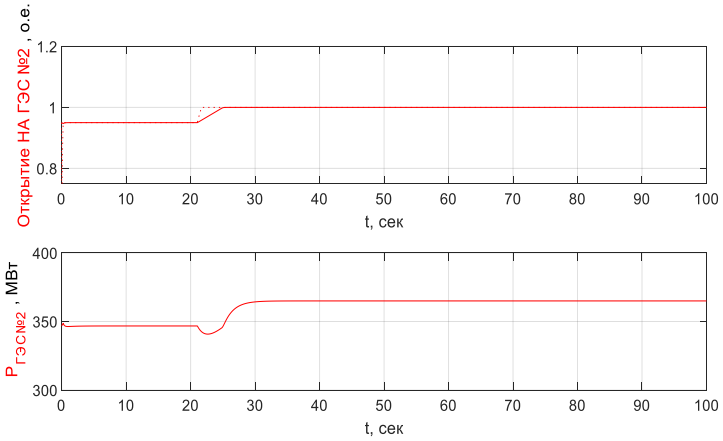


Рис. 3. Изменение мощности и открытия направляющего аппарата на ГЭС №2 под действием статического регулятора

Общая генерация в энергосистеме НТЭК на момент аварии составляла 872 МВт. При разгрузке активной мощности генераторов ТЭС на 60 МВт частота энергосистемы начала падать, запустился процесс ОПРЧ, однако вместо установившегося он приобретает характер колебательного. На ГЭС №1, ГЭС №2 наблюдались колебания мощности с периодом ≈ 27 секунд. Описанная ситуация в энергосистеме НТЭК послужила основой для верификации математической модели.

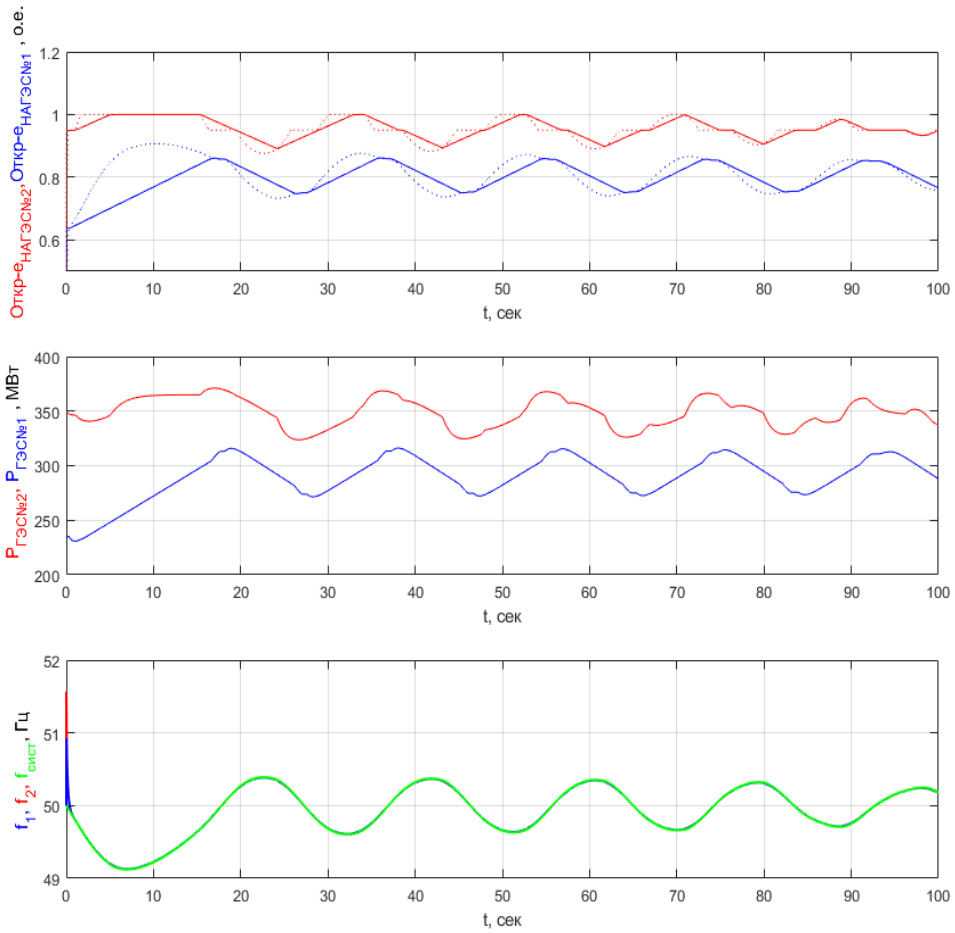


Рис. 4. Результат верификации математической модели

Верификация происходила в несколько итераций до достижения максимально приближенного варианта модели. Верификации заключалась в качественной оценке картины процесса – изменения частоты системы, изменение частоты, мощности и открытия направляющего аппарата каждой из электростанций под действием регуляторов. Ключевым критерием верификации было совпадение модели и реальной осциллограммы по динамике изменения, длительности и амплитуде колебаний. Конечный вариант верификации представлен на рисунке 4. Красным цветом показана работа ГЭС №2 со статическим регулированием, синим цветом – ГЭС №1 с астатическим регулированием.

Заключение

Комплексная математическая модель энергосистемы, представленная в статье, позволяет детально исследовать особенности процесса ОПРЧ, эффективность существующих алгоритмов регулирования частоты и реакцию энергосистемы на возмущения.

Модель отражает динамику работы и особенности функций управления генерирующим оборудованием, учитывает сложность и связанность реальных энергосистем. Создание математической модели стало инструментом для изучения поведения энергосистемы в различных условиях эксплуатации. Модель используется в решении практических задач, например, в разработке усовершенствованных алгоритмов регулирования частоты, имитационных и экспериментальных исследованиях для анализа стратегий управления частотой, а также для оптимизации управляющих воздействий и улучшения стабильности энергосистем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Барзам А.Б. Системная автоматика. – 4-е изд., перераб. доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 446 с.: ил.

2. Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем. – Санкт-Петербург: «Центр подготовки кадров энергетики», 2001 г. – 381 с.

3. Касьянов С. Е., Гуриков О. В. Особенности первичного регулирования частоты в энергосистеме с обратной связью по активной мощности // Электроэнергетика глазами молодежи-2018. – 2018. – С. 282-285.

4. Гуриков О. В., Смирнов А. Н., Андрианов Д. И. Корректировка алгоритмов автоматических регуляторов скорости турбогенераторов для обеспечения устойчивой работы энергосистемы // Электроэнергетика глазами молодежи-2018. – 2018. – С. 257-260.

5. Fyodorova V., Kirichenko V. and Glazyrin G. Development of a Mathematical Model for the Study of Transients in General Primary Frequency Control in Power Systems. – E3S Web of Conferences, 2023. vol. 470, DOI:10.1051/e3sconf/202347001048.

6. Fyodorova V.A. et al. The Process of Primary Frequency Control of the Power Systems Investigation Using Modeling Methods. – IEEE XVI International Scientific and Technical Conference Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, 2023, pp. 360–365, DOI:10.1109/APEIE59731.2023.10347775.

7. ГОСТ 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2014, 51 с.

СЕКЦИЯ 2

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

ПРИМЕНЕНИЕ ЗАЩИТЫ «МЁРТВОЙ ЗОНЫ» ДЛЯ НАЧАЛЬНОГО УЧАСТКА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ МАЛОЙ ПРОТЯЖЁННОСТИ

Новобрицкий В.А., Федосов Д.С.
ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет»

Одной из проблем воздушных линий электропередачи (ВЛ) малой протяжённости является отсутствие возможности выбора уставок ступеней резервных защит (РЗ) без выдержки времени или с минимальной выдержкой времени: дистанционной защиты (ДЗ), токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) и междуфазной токовой отсечки (МФТО). Это приводит к тому, что ступени РЗ выбираются с выдержкой времени по условию согласования с защитами смежных элементов. В связи с этим увеличивается время ликвидации короткого замыкания (КЗ) в случае отсутствия или отказа работы основных защит, что может сказаться на устойчивости работы генерирующего оборудования.

К ВЛ малой протяжённости можно отнести такие линии, длина которых не превышает 2 км. На данных ВЛ нельзя выбрать уставку МФТО с коэффициентом чувствительности $К_ч \geq 1{,}2$ в начальном участке (НУ) ВЛ и отстроиться от КЗ в конце ВЛ с коэффициентом отстройки $К_{отс}$ равным 1,3. Примем ток при КЗ в НУ присоединения равным 40 кА, что соответствует номинальному току отключения большинства высоковольтных выключателей и, в первом приближении, является ограничением тока КЗ от системы по верхней границе. Ток КЗ в конце ВЛ и уставка МФТО по условию отстройки от него при удельном сопротивлении ВЛ 0,4 Ом/км будут определяться по (1).

$$X_С = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}\cdot I_{КЗ.нач}} = \frac{115}{\sqrt{3}\cdot 40} = 1{,}66\ Ом;$$
$$I_{КЗ.кон} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}\cdot\left(X_С + X_{уд}\cdot L_{ВЛ}\right)} = \frac{115}{\sqrt{3}\cdot(1{,}66+0{,}4\cdot 2)} = 27\ кА; \quad (1)$$
$$I_{уст.МФТО.отс} = К_{отс}\cdot I_{КЗ.кон} = 1{,}3\cdot 27 = 35\ кА;$$
$$I_{уст.МФТО.чув} = \frac{I_{КЗ.нач}}{К_ч} = \frac{40}{1{,}2} = 33{,}4\ кА.$$

Из (1) следует, что даже для систем с большой мощностью КЗ при выборе уставки МФТО по отстройке от КЗ в конце ВЛ чувствительность при КЗ в НУ ВЛ обеспечиваться не будет (35 кА > 33,4 кА).

Аналогичный недостаток имеется для ДЗ. При использовании электромеханической (ЭМ) базы первая ступень ДЗ в устройстве ЭПЗ-1636 имеет минимальное значение уставки во вторичных величинах 0,25 Ом/фазу для трансформатора тока (ТТ) с током 5 А и 1,25 Ом/фазу для ТТ с током 1 А [1]. Перевод первичных величин во вторичные осуществляется по формуле (2).

$$Z_{втор.уст} = Z_{перв}\frac{К_{ТТ}}{К_{ТН}} = Z_{перв}\frac{2000/5}{1100} = 0{,}23\ Ом < 0{,}25\ Ом. \quad (2)$$

С учётом принятой величины сопротивления ВЛ 0,8 Ом и уставкой первой зоны ДЗ $0{,}8\cdot Z_{ВЛ}$, величина уставки в первичных величинах будет составлять 0,64 Ом. Для сети 110 кВ при $К_{ТТ}$ = 2000/5 получаем вторичную уставку 0,23 Ом, что меньше минимальной по диапазону. При применении $К_{ТТ}$ с меньшей величиной первичного тока величина уставки также будет меньше в виду того, что $К_{ТТ}$ находится в числителе формулы. $К_{ТТ}$ больше 2000/5 практически не применяется на ВЛ 110 кВ и выше, так как токи нагрузки, как правило, не превышают значений 2000 А.

Помимо устройств на ЭМ базе подобным недостатком обладают устройства и на микропроцессорной (МП) базе. Например, для терминала производства ООО НПП «ЭКРА» минимальная величина уставки в первичных величинах определяется по формуле (3) относительно первичного номинального тока ТТ [2]. В этом случае снова нельзя задать

необходимую уставку, так как требуется выставить 0,64 Ом, когда минимальное значение уже составляет 0,73 Ом при $К_{ТТ}$ равном 1500/5.

$$Z_{\text{перв.уст.мин}} = \frac{1 \cdot К_{ТН}}{I_{\text{перв.ТТ}}} = \frac{1100}{1500} = 0{,}73\ \text{Ом} > 0{,}64\ \text{Ом}. \quad (3)$$

Следовательно, для линии протяжённостью 2 км и меньше нельзя выбрать уставки первых ступеней с нулевой выдержкой времени ЭМ и МП токовых защит и ДЗ из-за ограничения минимально возможного диапазона. Для решения данной задачи предлагается рассмотреть реализацию защиты НУ ВЛ, базирующуюся на принципе работы защиты «мёртвой зоны» (МЗ).

Область применения защиты «мёртвой зоны»

Защиты МЗ выполняются для участков токоведущих частей на территории открытых распределительных устройств (ОРУ), не входящих ни в одну из зон охвата устройств РЗ. Защита МЗ реализуется для схем ОРУ 3/2, 4/3 и т.д. (рисунок 1) при использовании выносных ТТ.

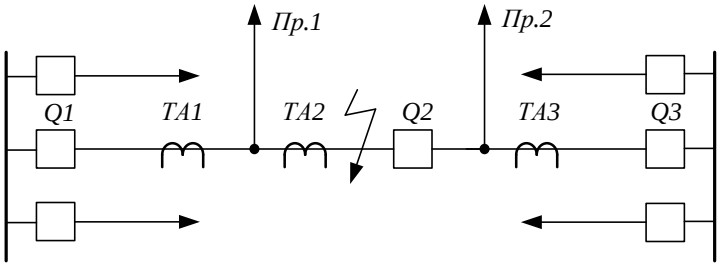


Рис. 1. Пример ОРУ энергообъекта с КЗ в МЗ

Без защиты МЗ, если повреждение попадает в зону действия защиты, то одного отключения от выключателя Q2 недостаточно, и требуется производить отключение Q1 и выключателя с противоположной стороны присоединения. Это будет реализовано действием УРОВ. Отключение повреждения от УРОВ может привести к недопустимой задержке [3].

Для устранения данной проблемы используется защита МЗ. Основной её особенностью является возможность выявления КЗ без использования замеров с ТТ, находящихся на ПС. Альтернативой защиты МЗ является установка дополнительных ТТ и организация на них дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО), что является экономически затратным решением. Один из вариантов реализации защиты МЗ является способ, представленный на рисунке 2 [4].

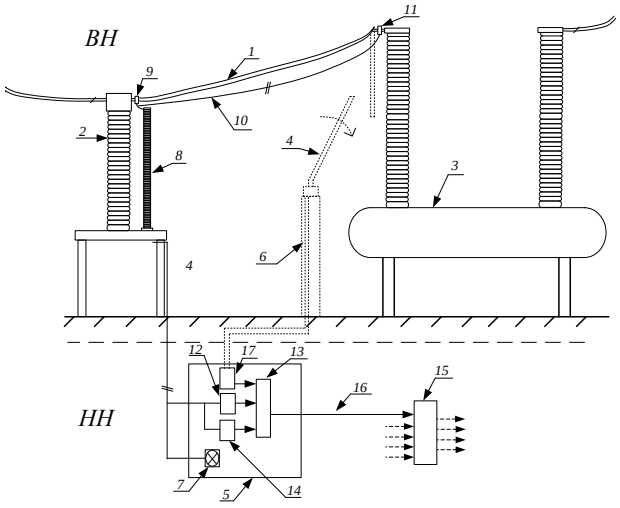


Рис. 2. Устройство для защиты от КЗ в МЗ, установленное на ОРУ

Отличительной чертой устройства [4] от других аналогов является наличие оптического тракта (ОТ) (10) и блока дуговой защиты (14). В последнем осуществляется контроль затухания сигнала светового тракта защиты МЗ. При резком снижении уровня принимаемого сигнала из-за увеличения затухания до 10 дБ фиксируется факт повреждения ОТ электрической дугой в пределах МЗ. Сигнал о срабатывании блока 14 дуговой защиты также подаётся в блок 13 формирования команд и блокирующих сигналов. ОТ осуществляет контроль наличия дуги под токоведущими частями и является ограничителем зоны действия защиты.

Реализация защиты НУ ВЛ на основе защиты МЗ

Для того чтобы реализовать защиту НУ ВЛ, необходимо ограничить зону действия защиты, реализовать селективное выявление КЗ на ВЛ и выполнить это с учётом того, что ВЛ могут быть расположены на двухцепной опоре. Ограничение расстояния обусловлено необходимостью подачи питания на устройство, которое будет ограничивать зону действия защиты, а также получения информации о работе этого устройства. Это делает актуальной защиту НУ для ВЛ протяжённостью менее 2 км, так как позволит обеспечить защиту 5-10% от всей протяжённости ВЛ, что является аналогом зоны действия МФТО. Принципы реализации защиты МЗ могут быть применены для ограничения зоны действия посредством применения ОТ в соответствии с рисунком 3.

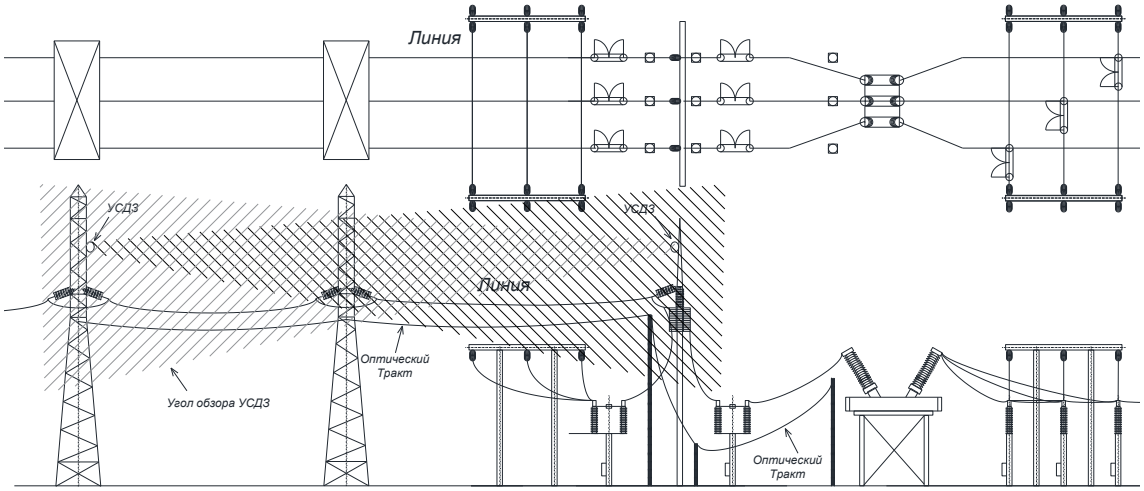


Рис. 3. Реализация защиты НУ ВЛ

Предлагаемое решение позволит выявлять КЗ через мониторинг наличия дуги. Так как чувствительность ОТ ограничена, он должен быть установлен максимально близко к токоведущим частям, где ограничением будет является только минимально допустимое расстояние. В качестве резервирования ОТ и в дополнение к работе защиты может быть применено устройство спектрально-дуговой защиты (УСДЗ) [5], представляющее собой две оптические камеры для мониторинга наличия электрической дуги, расположенные на границах защищаемого участка. Особенностью УСДЗ является применение селективного светофильтра, пропускающего определённый световой диапазон световых волн, которые излучает электрическая дуга, содержащая в своём составе одновалентные ионы алюминия. По принципу действия это позволяет осуществить отстройку от спектра солнечного излучения или разряда молнии.

Для повышения надёжности работы защиты НУ ВЛ предлагается применение алгоритма с использованием замеров от ТТ на ОРУ для выявления повреждённой ВЛ на двухцепной опоре что будет является дополнительным условием для срабатывания защиты помимо фиксации вспышки от дуги. В нормальном режиме фазные токи на параллельных ВЛ совпадают по модулю и фазе. Следовательно, можно применить дифференциальный принцип сравнения токов параллельных цепей. Для упрощения замеры могут быть произведены в

относительных единицах от наибольшего из двух токов. В связи с тем, что будут использоваться два условия срабатывания защиты (дифференциальный и дуговой), то для дифференциального органа допустимо задать минимальную уставку срабатывания защиты ±(10-15)%, обеспечивающую принцип избирательности одной из повреждённых ВЛ. При этом допустимо кратковременное срабатывание дифференциального органа от небаланса нагрузки. В случае вывода одной из ВЛ защита НУ ВЛ будет обеспечиваться только контролем от дуговых замыканий от УСДЗ и ОТ. Учитывая, что защита находится в НУ ВЛ, она будет лишена недостатка поперечной ДЗЛ, когда КЗ происходит вблизи противоположного конца ВЛ, и токи в плечах становятся практически равными по величине.

Следовательно, основным отличием защиты НУ ВЛ от защиты МЗ [4] является дополнение контроля дуги помимо ОТ также и от УСДЗ, а также применение дифф. принципа в случае установки защиты для двух ВЛ на двухцепной опоре. Также при обработке информации о наличии дуги внешнем модулем и выдаче итогового сигнала как дискретной величины (0 или 1), защиту НУ ВЛ можно будет реализовать уже на существующих МП терминалах защиты ВЛ посредством использования гибкой логики, что значительно удешевит её реализацию, где основной частью затрат будет только покупка датчиков.

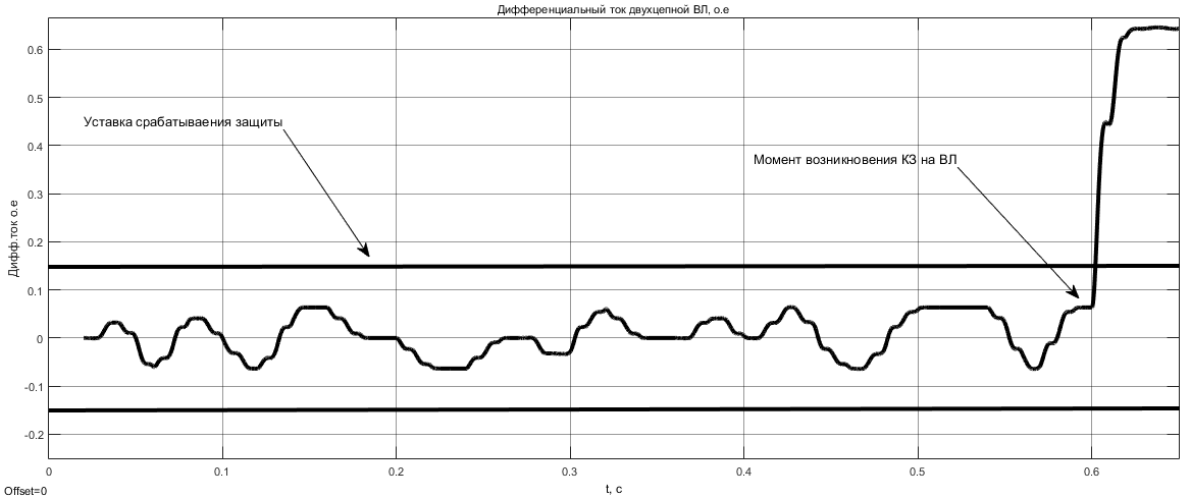


Рис. 4. Дифференциальный ток двухцепной ВЛ, о.е.

Заключение

Применение защит МЗ для НУ ВЛ позволит повысить надёжность всего комплекса РЗ за счёт частичного дублирования зон действия первых ступеней ДЗ, ТЗНП и МФТО, работающих с нулевой выдержкой времени. Использование ОТ и УСДЗ обеспечит чувствительность к дуговым КЗ за счёт использования иного принципа получения информации об аварийном режиме помимо замеров от ТТ. Это может быть актуально при защите коротких ВЛ, отходящих от электростанций и подстанций с большой мощностью КЗ, где есть риски замедления срабатывания защиты из-за насыщения ТТ. Также применение защиты МЗ может быть актуально для резервирования ДЗ при близких КЗ в случае отсутствия МФТО. Из-за отсутствия цепей напряжения у защиты МЗ неисправность в цепях ТН не повлияет на функционирование защиты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Удрис А. П. Релейная защита воздушных линий 110-220 кВ типа ЭПЗ-1636. – Энергоатомиздат, 1988.

2. ЭКРА.656453.048 РЭ. Шкаф защиты линии и автоматики управления линейным выключателем ШЭ2607 011. Руководство по эксплуатации. ООО НПП ЭКРА, Чебоксары. — 178 с.

3. Отчёт НИР Гос. регистрация 01200962470 «Исследование вопросов ликвидации коротких замыканий в «мёртвой» зоне распределительных устройств электростанций с целью обеспечения динамической устойчивости энергоблоков». В 3 т. — М.: ГОУ ВПО «МЭИ (ТУ)», 2009.

4. Патент № 2446534 C1 Российская Федерация, МПК H02H 3/28, H02H 7/22. Устройство для защиты от коротких замыканий в «мёртвой зоне» открытых распределительных устройств объектов энергетики: № 2011117118/07: заявл. 04.05.2011: опубл. 27.03.2012 / Шульгинов Н. Г. Жуков, А. В., Воробьёв, В. С., Максимов, Б. К., Арцишевский, Я. Л., Расщепляев, А. И., Лебедев, В. Д. Заявитель (ОАО «СО ЕЭС»).

5. Патент на полезную модель № 220793 U1 Российская Федерация, МПК H02H 7/26, G01R 31/08. Устройство спектрально-дуговой защиты: № 2022126870: заявл. 14.10.2022: опубл. 03.10.2023 / В. А. Новобрицкий, Д. С. Федосов.

ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА ШИН В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ ПОДСТАНЦИЙ С ВКЛЮЧЕНИЕМ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ К СЕКЦИЯМ ШИН ЧЕРЕЗ РАЗВИЛКУ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ. СУММАРНАЯ ЗАЩИТА ШИНОСОЕДИНИТЕЛЬНОЙ ПЕРЕМЫЧКИ

Полугородний А.С.
Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ

Особенностями Сибирского Федерального Округа являются низкая плотность населения регионов и высокая доля энергоёмких производств. Указанные факторы влияют на развитие электрической сети объединённой энергосистемы Сибири: наличие протяжённых линий электропередачи, использование класса напряжения 220 кВ в региональных энергосистемах. В настоящее время при проектировании схем электрических соединений энергообъектов в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири распространено использование схем распределительных устройств (далее – РУ) с включением трансформаторов (далее – Т) и автотрансформаторов (далее – АТ) к секциям шин через развилку выключателей (например, установка АТ-3 на ПС 500 кВ Юрга, АТ-5 на ПС 500 кВ Ново-Анжерская и АТ-3 на ПС 220 кВ Тайга). Применение данного проектного решения повышает надёжность работы энергоузла, увеличивает пропускную способность электрической сети, однако оно вносит особенности в организацию релейной защиты и автоматики (далее – РЗА).

При проектировании РЗА подстанций необходимо учитывать возможность возникновения повреждений, вызывающих короткие замыкания (далее – КЗ), и ненормальных режимов работы оборудования, сопровождающихся возникновением токов, превышающих длительно допустимые для оборудования значения. Основными видами повреждений АТ и Т, которые учитываются при организации их РЗА, являются многофазные и однофазные замыкания в обмотках и на выводах, а к недопустимым их режимам работы следует отнести внешние КЗ и перегрузки. В данной работе рассмотрено функционирование устройств релейной защиты АТ и Т в режиме дальнего резервирования при отказах устройств РЗА прилегающей сети.

Требованиями существующих НТД [1, 2] устройства релейной защиты должны обеспечивать селективное отключение только повреждённой линии электропередачи или оборудования, а в случаях отказа в отключении повреждённых ЛЭП или оборудования должны обеспечивать отключение смежных сетевых элементов, через которые обеспечивается подпитка места повреждения токами КЗ. Так как АТ, Т и ЛЭП преимущественно выполняются парно для исключения их одновременного отключения, связанного с отказами устройств релейной защиты сетевых элементов прилегающей сети, при реализации РЗА необходимо предусматривать воздействие на «деление» РУ. Указанное должно выполняться действием: 1) устройств РЗ шиносоединительных или секционных выключателей [2]; 2) ступеней защит дальнего резервирования генерирующего оборудования [2]; 3) ступеней резервных защит сторон ВН и СН РЗ АТ (Т) [3]. Выполнение «деления» в схемах с включением оборудования к секциям шин через развилку выключателей, как правило, выполняется воздействием устройств РЗ АТ, Т и генерирующего оборудования на отключение с первой выдержкой времени заранее выбранных выключателей: у нечётной системы шин отключается выключатель с нечётным номером, у систем шин с чётным номером - выключатель с чётным номером (см. рисунок 1).

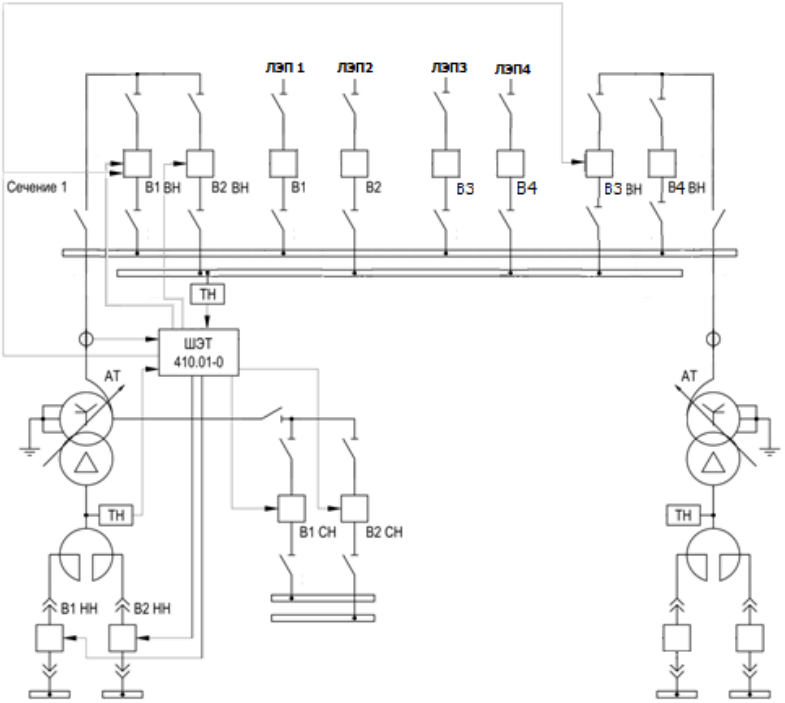


Рис. 1. Поясняющая схема подключения УРЗА для случая подключения автотрансформатора к секциям шин через развилку выключателей

Указанные решения по организации РЗА АТ (Т) определены в качестве корпоративных требований к типовым низковольтным комплектным устройствам, поставляемым для наиболее крупной сетевой организации Российской Федерации ПАО «Россети» [4]. Указанная организация «деления» РУ имеет свои недостатки: КЗ на ЛЭП, отходящих от чётной системы шин и сопровождающихся отказами их устройств РЗ, приведёт к неселективному отключению (с АПВ или без) нечётных выключателей АТ, Т, генерирующего оборудования.

В соответствие с существующими НТД [2, 3] устройства релейной защиты от внешних повреждений АТ должны подключаться к трансформаторам тока (далее – ТТ), встроенным в высоковольтные вводы ВН и СН. На рисунке 2 представлено распределение токов при возникновении симметричного КЗ на ЛЭП 1, подключённой к секциям шин через развилку выключателей при отсутствии подпитки со стороны СН. В соответствие с первым законом Кирхгофа трансформаторы тока АТ и, соответственно, подключённые к ним устройства РЗ, токами аварийных составляющих не обтекаются, пуск ступеней, предназначенных для «деления» РУ подстанции и минимизации объёмов отключаемого оборудования, выполняться не будет. КЗ будут ликвидироваться действием ступеней дальнего резервирования устройств РЗ ЛЭП 2, 3, 4 смежных объектов, что приведёт к полному прекращению электроснабжения рассматриваемой ПС, на котором установлено отказавшее устройство РЗ.

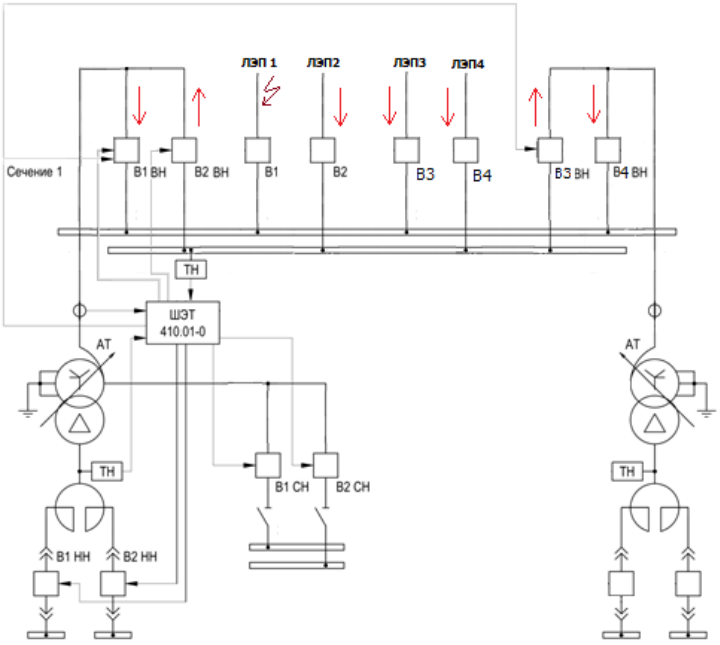


Рис. 2. Поясняющая схема распределения токов при возникновении КЗ на отходящей ЛЭП

Исключить указанные недостатки организации РЗ подстанций с включением АТ, Т, ЛЭП и генерирующего оборудования через развилку из выключателей возможно при применении специальной функции, защиты шиносоеденительной перемычки, предназначенной для реализации дальнего резервирования. Измерительный орган (далее – ИО) защиты одновременно контролирует величину суммарного тока по всем выключателям развилок одной системы (секции) шин. Защита может быть выполнена как в упрощённом виде: с контролем величины токов через элементы и действием только на отключение заранее определённых выключателей РУ ПС («деление»), так и в усложнённом виде: с подключением к цепям переменного напряжения и логикой выявления места повреждения в зависимости от направления мощности повреждения. Для исключения негативного влияния на управление электрическим режимом, вызванного ограничением величины тока нагрузки отходящих присоединений при использовании только токового критерия повреждения и одновременно обеспечения нормируемого коэффициента чувствительности в конце наиболее длинной ЛЭП, использование замера сопротивления до места повреждения является более предпочтительным (для ликвидации симметричных КЗ). Для ликвидации КЗ, связанных повреждениями оборудования с замыканиями на землю, отходящих ЛЭП ИО защиты должна контролироваться величина тока нулевой последовательности ($3I_0$). Указанное может быть реализовано как с измерением величин фазных токов, используя метод симметричных составляющих, так и выполнением непосредственного измерения величины тока в нулевом проводе. Для исключения неселективного действия устройства релейной защиты необходимо выполнить его подключение к цепям переменного напряжения и контролировать величину суммарного тока как через все выключатели нечётной, так и через все выключатели чётной системы шин. Защита в этом случае сработает при повреждении в прямом направлении, что обеспечит: а) уменьшение её задержки на срабатывание ввиду отсутствия необходимости отстройки от ступеней резервных защит «за спиной»; б) исключение необходимости воздействия устройств РЗ АТ на «деление» РУ.

В этом случае защита должна действовать на отключение всех выключателей «штанов» секции для исключения влияния токов КЗ на неповреждённую часть энергосистемы (рисунок 3).

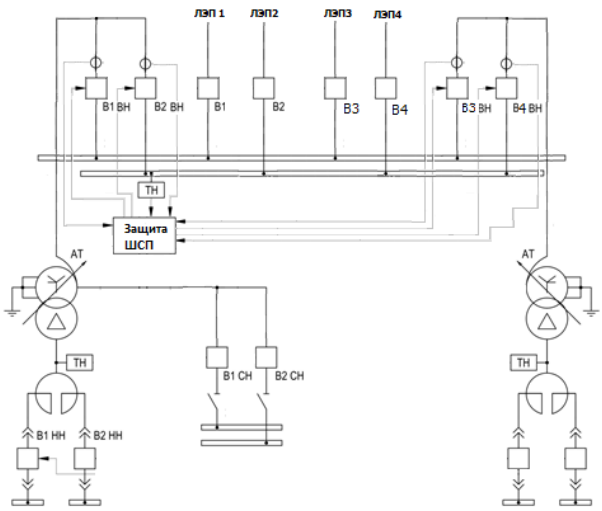


Рис. 3. Поясняющая схема подключения Защиты ШСП

Указанная защита должна быть обязательной к применению при схемах электрических соединений объектов энергетики с подключением трансформаторов (автотрансформаторов) к секциям шин через развилку из выключателей и отсутствии питания со стороны среднего и низкого напряжений трансформатора (автотрансформатора) как в нормальных режимах, так и при различных изменениях топологии сети.

Заключение

В представленной работе рассмотрены особенности функционирования устройств РЗА шин в распределительных устройствах подстанций с включением автотрансформаторов к секциям шин через развилку выключателей, предложена необходимость применения в указанных схемах первичной сети защиты шиносоеденительной перемычки с дополнением существующих НТД требованиями по необходимости реализации [2] и типовыми решениями по выполнению [3] указанного устройства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждённые постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937;

2. Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утверждённых приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101;

3. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС);

4. СТО 56947007-33.040.20.285-2019 Типовые шкафы ШЭТ РЗА (авто)трансформаторов 110-750 В.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОГО ВЫБОРА УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ АВТОМАТИКИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСПЕШНОСТИ ТРЁХФАЗНОГО АПВ

Копцев И.О., Лир Е.А.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

В соответствии с [1] при проведении расчётов устойчивости в нормативных возмущениях № 1.1-1.4 учитывается только неуспешное автоматическое повторное включение (далее – АПВ) повреждённого присоединения. Неуспешное АПВ означает переход в новую схему с ослаблением связи (увеличением эквивалентного сопротивления), характеризующуюся сниженными запасами статической апериодической устойчивости по сравнению с доаварийной схемой, сниженными допустимыми перетоками в контролируемых сечениях.

В настоящее время в ЕЭС России устройства автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) не настраивают на ожидание результата АПВ и управляющие воздействия (далее – УВ) вводятся раньше повторного включения присоединения. Факт успешности/неуспешности АПВ никак не используется при определении параметров настройки и при определении требуемой дозировки УВ самим устройством.

По данным АО «СО ЕЭС», на территории объединённой энергосистемы (ОЭС) Сибири два из трёх возникших коротких замыкания (КЗ) после отключения повреждённого присоединения ликвидируются самостоятельно (таблица 1). В случае успешного АПВ, переход в новую схему с ослаблением связи происходит только на время бестоковой паузы АПВ (рисунок 1) [2].

Таблица 1. Сравнительные показатели успешности АПВ для ЛЭП 110 – 500 кВ за период с 10.04.2023 по 10.04.2024

Субъект РФ	Правильно		
	Всего	Из них успешно	% успешности
Алтайский край	570	419	73,51
Республика Бурятия	5	4	80,00
Иркутская область	250	206	82,40
Кемеровская область	384	254	66,15
Красноярский край	105	36	34,29
Новосибирская область	258	185	71,71
Республика Тыва	5	1	20,00
Омская область	345	210	60,87
Республика Алтай	85	66	77,65
Республика Хакасия	84	69	82,14
Томская область	90	61	67,78

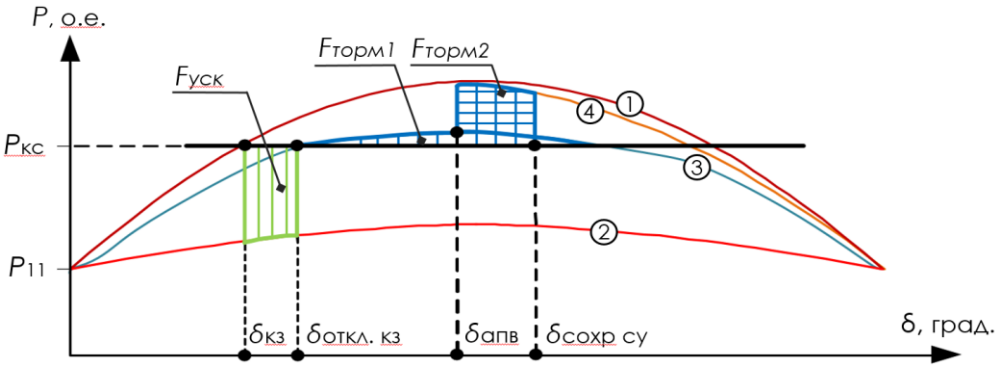


Рис. 1. Формирование схемы сети после нормативного возмущения:
1 – Уст. режим (УР); 2 – Режим КЗ; 3 – послеаварийный режим (ПАР); 4 – УР после АПВ

В данной работе проводится оценка эффективности применения факта успешного трёхфазного АПВ (далее – ТАПВ) при выборе объёма УВ по принципу 2-ДО.

Критерий оценки эффективности применения факта успешного АПВ в АПНУ

Здесь и далее для однозначной оценки применения факта успешного ТАПВ введём понятие «эффективного» УВ. Под «эффективным» понимаем наименьший объём (ступень, доза) УВ, обеспечивающий устойчивость энергосистемы и их запасы в ПАР. Объём эффективного УВ должен быть меньше, чем указанный в настройке АПНУ для соответствующей схемно-режимной ситуации и моделируемого возмущения (отключения присоединения).

Эффект от учёта успешного ТАПВ выразим в денежном эквиваленте, характеризующем экономическую эффективность выбранных УВ, который будет являться основным критерием. Определяется по выражению:

$$\delta = (\text{УВ}_1 - \text{УВ}_2) * \text{Р}_{\text{факт}} * \text{ИБР}, \quad (1)$$

где УВ_1 – указанная в настройке устройства АПНУ ступень УВ (например, ОГ-1, ОН-2 и т.п.); УВ_2 – полученная ступень УВ (эффективное УВ) по результатам расчёта переходного процесса при моделировании возмущения с успешным АПВ; $\text{Р}_{\text{факт}}$ – фактическая активная мощность генератора или нагрузки, заведённых под ступень УВ, МВт; ИБР – индекс балансирующего рынка, руб/МВт*ч [3] (на 12.04.2024 $\text{ИБР}_{\text{ог}}$ = 789 руб/МВт*ч, $\text{ИБР}_{\text{он}}$ = 847 руб/МВт*ч).

Оценка эффективности на слабых связях

На слабых связях характерны проблемы обеспечения статической апериодической устойчивости энергосистемы (далее – СУ) и обеспечения их допустимых запасов ввиду большого эквивалентного сопротивления между избыточной и дефицитной частями энергосистемы (далее – ЭС) [2].

Рассмотрим применение факта успешного АПВ на примере автоматики дозировки воздействия (АДВ) ПС 500 кВ Камала-1. АДВ данного объекта предназначена для выполнения требований к устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования с контролем перетока активной мощности в контролируемых сечениях (КС): «Енисей – Красноярская ГЭС»; «Енисей – Красноярская»; «Камала – Красноярская»; «Тайшет, Ангара – Запад».

О величине запасов СУ этих КС можно судить по величине максимально допустимого перетока (далее – МДП) без учёта действия противоаварийной автоматики (МДП без ПА) (рисунок 2).

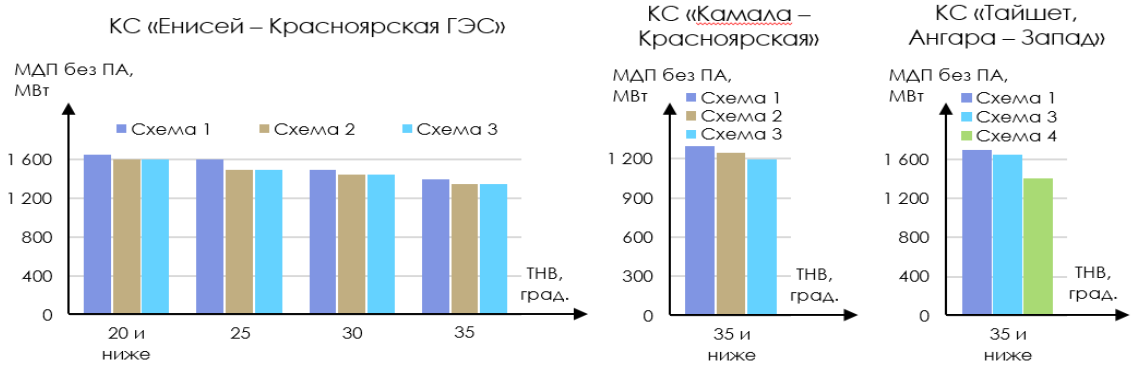


Рис. 2. МДП без ПА в ремонтных схемах:
схема 1 – нормальная схема; схема 2 – ремонт ВЛ 500 кВ Енисей - Красноярская №1 (2); схема 3 – ремонт ВЛ 500 кВ Камала-1 - Красноярская №1 (2); схема 4 – ремонт ВЛ 500 кВ Ангара – Камала-1

Для указанных на рисунке 2 сечений выполним моделирование отключения линии без КЗ в ходе переходного процесса (ПП) с учётом успешного ТАПВ: для КС «Камала – Красноярская» отключение ВЛ 500 кВ Камала-1 – Красноярская №1; для КС «Енисей – Красноярская ГЭС» отключение ВЛ 500 кВ Енисей – Красноярская ГЭС №1; для КС «Тайшет, Ангара – Запад» отключение ВЛ 500 кВ Ангара – Камала-1. Экономических эффект по (1) представлен в таблицах 2.1 – 2.3.

Таблица 2.1. Оценка экономического эффекта при наибольшей разнице УВ по результатам расчёта ПП и текущей настройке АДВ при контроле перетока в КС «Камала – Красноярская»

Схема сети	УВ на ОГ			УВ на ОН		
	Ступень	Разность, МВт	δ, тыс. руб	Ступень	Разность, МВт	δ, тыс. руб
Ремонт ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС - Енисей №1	ОГ-1 Кр	500	394,5	ОН-4 Ирк - ОН-3 Ирк	373	315,9
Ремонт ВЛ 500 кВ Ангара-Камала-1	ОГ-1 Кр	500	394,5	ОН-4 Ирк - ОН-3 Ирк	373	315,9

Таблица 2.2. Оценка экономического эффекта при наибольшей разнице УВ по результатам расчёта ПП и текущей настройке АДВ при контроле перетока в КС «Енисей – Красноярская ГЭС»

Схема сети	УВ на ОГ			УВ на ОН		
	Ступень	Разность, МВт	δ, тыс. руб	Ступень	Разность, МВт	δ, тыс. руб
Нормальная схема	ОГ-2 СШ	1200	946,8	ОН-4Кр - ОН-2Кр	660	559,0
Ремонт ВЛ 500 кВ Енисей-Красноярская №1	ОГ-1 СШ	600	473,4	ОН-4Кр - ОН-3Кр	337	285,4

Таблица 2.3. Оценка экономического эффекта при наибольшей разнице УВ по результатам расчёта ПП и текущей настройке АДВ при контроле перетока в КС «Тайшет, Ангара – Запад»

Схема сети	УВ на ОГ			УВ на ОН		
	Ступень	Разность, МВт	δ, тыс. руб	Ступень	Разность, МВт	δ, тыс. руб
Ремонт ВЛ 500 кВ Камала-1 - Тайшет №1	ОГ-1 УИ	230	181,5	ОН-4 Кр – ОН-3 Кр	337	285,4
Ремонт КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС - Ангара №1	ОГ-1 УИ	230	181,5	ОН-4 Кр – ОН-3 Кр	337	285,4

По результатам расчётов ПП при учёте успешного АПВ, видно, что при отсутствии перехода в новую схему после АПВ требуется меньший объём УВ для обеспечения СУ и их допустимых запасов в ПАР. Оценка допустимой токовой нагрузки линий электропередач и оборудования не проводилась.

Оценка эффективности на сильных связях

На сильных связях характерны проблемы обеспечения синхронной динамической устойчивости генерирующего оборудования ввиду малого эквивалентного сопротивления между избыточной и дефицитной ЭС [2].

Динамическая устойчивость при возникновении КЗ вблизи электрических станций без применения противоаварийного управления может нарушится в первые секунды после возмущения ввиду значительного небаланса активной мощности при сбросе нагрузки станции. Отключение присоединения без КЗ является менее тяжёлым возмущением, поэтому выбранные УВ АПНУ, в основном, определяются обеспечением ДУ при возникновении КЗ.

На Богучанской ГЭС в некоторых одно- и двуремонтных схемах контролируемого сечения «Выдача мощности Богучанской ГЭС» пределы по статической апериодической устойчивости и динамической устойчивости близки [4, 5]. УВ, выбираемые АДВ, для обеспечения ДУ также обеспечивают и СУ. Однако, для обеспечения допустимых запасов СУ и токовой нагрузки присоединений в ПАР потребуются дополнительные воздействия (рисунок 3).

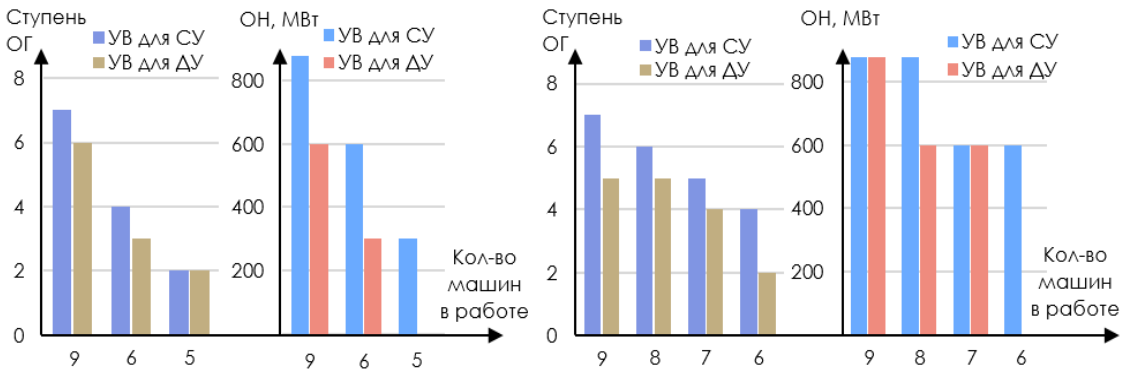


Рис. 3. УВ АДВ Богучанской ГЭС при моделировании $К^{(1,1)}$ вблизи шин Богучанской ГЭС (сброс 0,72 о.е.) в двуремонтных схемах:
а) ремонт ВЛ 500 кВ Ангара – Озёрная и КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озёрная; б) ремонт ВЛ 500 кВ Ангара – Камала-1 и ВЛ 500 кВ Ангара – Озёрная

По результатам расчётов ПП при учёте успешного АПВ, достаточно ввести только УВ для ДУ. Запасы СУ и токовая нагрузка присоединений в ПАР будут находится в допустимых пределах. Экономических эффект по (1) представлен в таблице 3.

Таблица 3. Оценка экономического эффекта при наибольшей разнице УВ по результатам расчёта ПП и текущей настройке АДВ

Схема сети	УВ на ОГ			УВ на ОН		
	Ступень	Разность, МВт	δ, тыс. руб	Ступень	Разность, МВт	δ, тыс. руб
Ремонт ВЛ 500 кВ Ангара – Озёрная и КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озёрная	ОГ-1 Бог	230	181,5	ОН-3 Кр – ОН-1 Кр	300	254,1
Ремонт ВЛ 500 кВ Ангара – Камала-1 и ВЛ 500 кВ Ангара – Озёрная	ОГ-2 Бог	422	333,0	ОН-4 Кр	600	508,2
Ремонт КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара 1 и 2 цепь	ОГ-1 Бог	260	205,1	ОН-4 Бр – ОН-2 Бр	420	355,7

Заключение

Выполненные расчёты на слабой и сильной связях показывают, что учёт факта успешного ТАПВ несёт положительный эффект, позволяя снизить объёмы УВ в одинаковых условиях.

Учёт факта успешного / неуспешного АПВ приведёт к увеличению записей настроечной таблицы устройства АПНУ и дополнительной нагрузке на процессор микропроцессорного устройства при выборе УВ, что должно учитываться при определении параметров настройки.

Данный подход был рассмотрен, при определении параметров настройки АДВ, выполняемых по принципу 2-ДО, но не исключая применения и в 1-ДО. Для утверждения данного подхода требуется выполнение расчётов на большей выборке схемно-режимных ситуаций различных объектов электроэнергетики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.08.2018 N 52023) // Собрание законодательства. – 2018.

2. Вайнштейн, Р.А. Основы противоаварийной автоматики в электроэнергетических системах: учебное пособие / Р. А. Вайнштейн, Е. А. Пономарев, А. А. Наумов, Р. В. Разумов. Томск-Чебоксары: Изд-во РИЦ СРЗАУ, 2022. – 390 с.

3. Оптовый рынок электроэнергии и мощности [Электронный ресурс]: сайт АО «СО ЕЭС» – Режим доступа: https://br.so-ups.ru, свободный.

4. Приложение №20.08.02 к Положению по управлению режимами операционной зоны Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. –2024. – Текст (визуальный) : электронный.

5. Лоцман, Д.С. Проблема обеспечения синхронной динамической устойчивости генераторов электростанций при близких и затяжных коротких замыканиях на примере станций ОЭС Сибири / Д. С. Лоцман, Н. Р. Вагапов. – Текст (визуальный): электронный // Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, г. Кемерово, 2016. – 4 с.

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЁТА ВРЕМЕНИ ДО НАСЫЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Титов В.А.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

В работе приводится описание автоматизированного расчёта времени до насыщения трансформаторов тока графическим методом согласно ГОСТ Р 58601-2019. Такая автоматизация позволяет сократить трудозатраты при выполнении расчётов на этапе проектирования.

Согласно п.28 [1] проектная документация должна содержать расчёты времени до насыщения трансформаторов тока (далее – ТТ) для проверки обеспечения правильной работы устройств РЗА в переходных режимах. В условиях реального проектирования могут изменяться параметры схемы замещения, токи КЗ, коэффициенты трансформации ТТ и их нагрузки, класс точности ТТ. Также на объекте выбору характеристик или их проверке может подлежать большое число трансформаторов тока.

С целью уменьшения трудозатрат при выполнении таких расчётах возможно использовать современные языки программирования.

Метод расчёта

Для автоматизации как наиболее универсальный и, как следствие, популярный выбран графический метод расчёта по паспортным данным. Он не требует наличия характеристики намагничивания и геометрии магнитопровода, данные по которым не предоставляется заводом изготовителем ТТ, и вольтамперной характеристики (далее – ВАХ), которая до установки ТТ на объекте и вовсе отсутствует, а зачастую может быть снята только на линейном участке ВАХ, не доходя даже до «колена» насыщения. Аналитический метод расчёта не является полноценным.

Согласно п. 5.2 [2] для нахождения времени до насыщения $t_{\text{нас}}$ графическим методом требуется:

1) Рассчитать косинус угла сопротивления ветви вторичного тока ТТ $cos(a)$ и эквивалентную постоянную времени $T_{p.\text{экв}}$;

2) Выбрать универсальную характеристику $K_{\text{п.р.}}(t)$ из приложения В [2] в соответствии с рассчитанными $cos(a)$ и $T_{p.\text{экв}}$;

3) На выбранной характеристике $K_{\text{п.р.}}(t)$ по оси ординат отложить значение предварительно рассчитанного параметра режима А и из точки пересечения $K_{\text{п.р.}}(t) = A$ опустить перпендикуляр к оси абсцисс.

Именно п.3) делает ручной расчёт трудоёмким, заставляя инженера-проектировщика «с линейкой» определять точку пересечения универсальной характеристики с параметром режима А и опускать перпендикуляр.

Для автоматизации расчёта времени $t_{\text{нас}}$ определим способ построения универсальных кривых из приложения В [2]. Функция, характеризующая изменение во времени отношения мгновенного значения потокосцепления при наличии апериодической составляющей в первичном токе к амплитудному значению потокосцепления, которое имело бы место при токе номинальной предельной кратности, не содержащем апериодической составляющей, обозначается $K_{\text{п.р}}(t)$ и находится по следующей формуле:

$$K_{\text{п.р}}(t) = sin\,\alpha \cdot cos\,\vartheta \cdot e^{-\frac{t}{T_{\text{р}}}} + cos\,\alpha \cdot cos\,\vartheta \cdot \omega \cdot T_{\text{р}}\left(1 - e^{-\frac{t}{T_{\text{р}}}}\right) - sin(\omega \cdot t + \alpha + \vartheta) + cos\,\alpha \cdot sin\,\vartheta \quad (1)$$

где a – угол сопротивления ветви вторичного тока ТТ;

ϑ – начальная фаза периодической составляющей первичного тока в момент возникновения КЗ;

T_p – эквивалентная постоянная времени.

Обратим внимание на угол ϑ. Наиболее тяжёлым с точки зрения величины погрешности ТТ является режим с $\vartheta = 0°$, т.к. именно в нём величина апериодической слагающей тока КЗ достигает наибольших значений. Допуская, что $\vartheta = 0°$ и $a = 0°$ (сопротивление ветви вторичного тока имеет чисто активный характер), можно получить следующее выражение:

$$K_{\text{п.р}}(t) = \omega \cdot T_p \left(1 - e^{-\frac{t}{T_p}}\right) - sin(\omega t) \quad (2)$$

Однако с точки зрения функционирования устройства РЗА ТТ должен правильно трансформировать ток до тех пор, пока устройство не примет решение об отключении. Поэтому на первый план выходит не степень насыщения ТТ, а длительность его правильной трансформации.

Наискорейшее насыщение ТТ произойдёт при $\vartheta \neq 0°$. Объясняется это тем, что при $\vartheta = 0°$ первое время переходного процесса периодическая и апериодическая слагающие тока намагничивают магнитопровод с противоположной полярностью. Чем быстрее указанные две слагающие станут одного знака, тем быстрее начнётся намагничивание, и тем быстрее наступит насыщение.

Особенностью универсальной характеристики является то, что при её использовании всегда получаются наименьшие времена $t_{\text{нас}}$. Получить такую характеристику можно с помощью построения семейства кривых $K_{\text{п.р}}(t)$ с различными углами ϑ и выделения огибающей (рисунок 1). Огибающая на рисунке 1, обозначенная чёрной жирной линией, и будет универсальной характеристикой для заданных T_p и α.

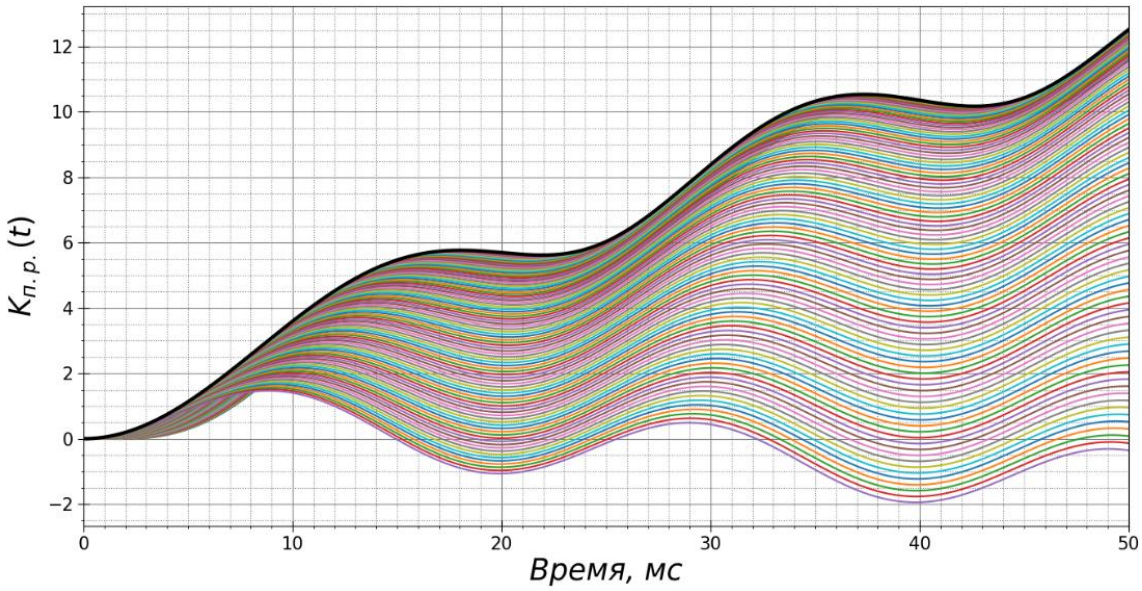


Рис. 1. Семейство кривых $K_{\text{п.р}}(t)$ и универсальная характеристика

Отметим, что со времён действия ПНСТ 283-2018 [3] у некоторых проектировщиков вошло в привычку использовать кривую, построенную по выражению (2), вместо универсальной характеристики. Основная разница между данными функциями проявляется в первые 10 мс от начала КЗ. При использовании кривой из ПНСТ минимальное время до насыщения практически всегда получается не менее 5 мс. Поэтому проверять ТТ, к которым подключаются, например, дифференциальные защиты шин или ошиновок (как правило у всех производителей ДЗО/ДЗШ 110 кВ и выше необходимое время достоверного измерения тока не превышает 5 мс), согласно [3] некорректно. В этом случае результат проверки может быть ложно положительным.

Ознакомиться с реализацией графического метода расчёта времени до насыщения на языке программирования Python можно в [4]. Там же приведена инструкция по работе с программой.

Заключение

Представленная в работе программа применяется в работе Филиала АО «НТЦ ФСК ЕЭС» - СибНИИЭ и использовалась при выполнении томов проектной документации по титулу строительства ПС 500 кВ Нижнеангарская, реконструкции ПС 220 кВ Таксимо со строительством ОРУ 500 кВ и установкой АТ 500/220 кВ, строительства ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут №1 (№2), ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо, реконструкции ПС 500 кВ Означенное с установкой третьего АТ 500/220 кВ, реконструкции ПС 500 кВ Юрга с установкой третьего АТ 500/220 кВ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 13.07.2020 № 556 «Об утверждении правил создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме и о внесении изменений в правила взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утверждённые приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 100» (Зарегистрирован 04.12.2020 № 61282) // Собрание законодательства. – 2020

2. ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях». Утверждён и введён в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19.11.2019 г. № 1195-ст.

3. ПНСТ 283-2018 Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока (с Поправкой) – Москва: Стандартинформ.

4. ГОСТ Р графический метод (итог) [Электронный ресурс]: сайт Google drive – Режим доступа:https://colab.research.google.com/drive/1MnJD6US6rwu5lMBhoA9G8nEh0V2a936?usp=drive_link, свободный.

РАЗРАБОТКА ОБОБЩЁННОЙ МЕТОДИКИ ПО РАСЧЁТУ ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Краснобаев А.Д.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Введение

В настоящее время в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС» расчёт параметров настройки ДФЗ выполняется технологом СРЗА в соответствии с методическими указаниями производителей конкретных устройств. Эти методические указания пересекаются в отношении подходов к выбору параметров настройки органов, выполняющих одинаковую функцию, и в некоторых случаях противоречат друг другу.

Разработка обобщённой методики по расчёту параметров настройки функции ДФЗ позволит устранить имеющиеся противоречия в существующих методиках производителей и систематизировать процесс расчёта и выбора параметров настройки функции ДФЗ устройств различных производителей в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС».

Отстройка от нагрузочных режимов

В существующих методических указаниях производителей устройств отстройка блокирующих органов от нагрузочных режимов работы энергосистемы производится с использованием тока нагрузки $I_{\text{нагр}}$. При этом величина $I_{\text{нагр}}$ не нормируется, а методика моделирования нагрузочных режимов и расчёта величины тока нагрузки не приводится, также не учитываются допустимые токовые нагрузки токоограничивающих элементов ЛЭП.

Для обеспечения надёжной отстройки блокирующих органов ДФЗ от нагрузочных режимов работы энергосистемы в разработанной методике предлагается выполнять отстройку от длительно допустимой токовой нагрузки (ДДТН) защищаемой ЛЭП. Величина ДДТН принимается в соответствии с Приложением № 10 Положения по управлению режимами энергосистемы филиала, объектом диспетчеризации которого является защищаемая линия.

Отстройка выполняется в соответствии с выражением:

$$I_{\text{бл}} \geq k_{\text{сх}} \cdot \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ДДТН}}, \tag{1}$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2-1,3; $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается по техническим данным защиты; $I_{\text{ДДТН}}$ – длительно допустимая токовая нагрузка защищаемой ЛЭП; $k_{\text{сх}}$ – коэффициент, учитывающий схему подключения токовых измерительных органов.

Отстройка блокирующих органов от величины ДДТН позволяет выполнить надёжную отстройку без необходимости рассмотрения множества нагрузочных режимов защищаемой ЛЭП.

Отстройка от несимметричных режимов и токов небаланса

Расчёт тока небаланса обратной последовательности в существующих методических указаниях производится по следующим выражениям:

– Методические указания НПП «ЭКРА» [1]:

$$I_{2\text{нб}} = I_{\text{нагр}} \cdot \left(\varepsilon + k_f \cdot D_f + D_{\Phi} + k_{2\text{н.р}}\right), \tag{2}$$

где ε – полная погрешность ТТ; k_f – коэффициент частотной зависимости фильтра токов обратной последовательности; D_f – относительная погрешность отклонения частоты; D_{Φ} – относительная погрешность настройки фильтра; $k_{2\text{н.р}}$ – коэффициент несимметрии тока обратной последовательности.

– Методические указания «GE/Alstom» [2]:

$$I_{2нб} = I_{нагр} \cdot \left((1+\alpha) \cdot \frac{\varepsilon}{3} + k_{2н.р} \right), \quad (3)$$

где α – максимальная погрешность вычисления устройством тока обратной последовательности.

Приведённые выражения обладают существенными различиями в части учёта погрешностей измерительной аппаратуры. Кроме того, в выражениях используется статический коэффициент небаланса, величина которого определена производителем устройства, что может не соответствовать реальным несимметричным нагрузочным режимам.

В разработанной методике предлагается использовать надёжный коэффициент отстройки от небаланса и фактический ток обратной последовательности в несимметричном нагрузочном режиме. Расчёт уставки блокирующих органов I_2 предлагается выполнять по выражению:

$$I_{2бл} \geq \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot \left(k_{2нб} \cdot I_{ДДТН} + I_{2н.р} \right), \quad (4)$$

где $k_{2нб}$ – коэффициент небаланса по току обратной последовательности, принимается равным 0,05; $I_{2н.р}$ – ток обратной последовательности, обусловленный несимметрией в системе в нагрузочном режиме, при отсутствии несимметрии принимается равным 0.

Проверка чувствительности

Чувствительность отключающих органов ДФЗ проверяется для каждого полукомплекта при КЗ на противоположном конце защищаемой ЛЭП при работе ЛЭП в режиме транзита в соответствии с рисунком 1.

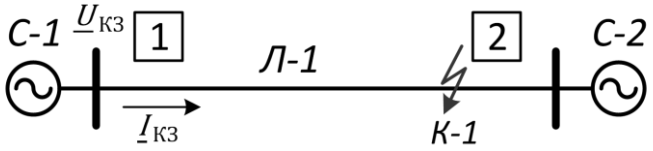


Рис. 1. Проверка чувствительности при работе ЛЭП в режиме транзита

Существующие методические указания производителей устройств предписывают выполнять проверку чувствительности в минимальном режиме работы энергосистемы с точки зрения рассматриваемого полукомплекта. В то же время методика определения минимального режима не приводится. В разработанной методике предлагается выполнять проверку чувствительности в совокупности минимальных режимов при отключении половины присоединений со стороны полукомплекта, для которого выполняется проверка.

Рассмотрим проверку чувствительности ДФЗ ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская для отключающих органов I_2 полукомплекта Братский ПП 500 кВ. Результаты проверки чувствительности представлены на диаграмме на рисунке 2. Расчётные схемы сети для проверки чувствительности приведены в таблице 1.

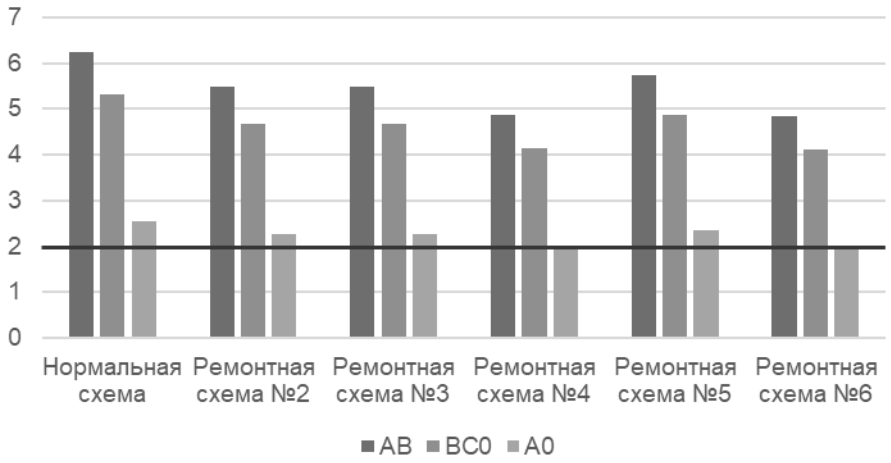


Рис. 2. Коэффициенты чувствительности отключающих органов I_2 полукомплекта Братский ПП 500 кВ

Таблица 1. Схемы сети для полукомплекта Братский ПП 500 кВ

№ схемы	Перечень отключенных элементов
1	Нормальная схема
2	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Озёрная **(502)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет **(501)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Братская ГЭС №1 **(569)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Братская ГЭС №2 **(570)**
3	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Озёрная **(502)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет **(501)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Братская ГЭС №2 **(570)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Усть-Илимская ГЭС **(572)**
4	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Озёрная **(502)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Братская ГЭС №1 **(569)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Братская ГЭС №2 **(570)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Усть-Илимская ГЭС **(572)**
5	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Озёрная **(502)** АТ-2 ПС 500 кВ Братский ПП **(769)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Братская ГЭС №1 **(569)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Усть-Илимская ГЭС **(572)**
6	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Братская ГЭС №2 **(570)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет **(501)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Братская ГЭС №1 **(569)** ВЛ 500 кВ Братский ПП – Усть-Илимская ГЭС **(572)**

Из диаграмм на рисунке 2 видно, что минимальным режимом для проверки чувствительности отключающих органов I_2 в данном случае является однофазное КЗ в ремонтных схемах №4 и №6.

Аналогичным образом рекомендуется выполнять проверку и для другого полукомплекта ДФЗ.

Обеспечение дальнего резервирования

В некоторых случаях с использованием ДФЗ реализуется функция дальнего резервирования при отказе выключателя противоположной от рассматриваемого полукомплекта ПС. На рисунке 3 приведена схема электрических соединений ПС 1150 кВ Итатская, поясняющая принцип дальнего резервирования с использованием ДФЗ.

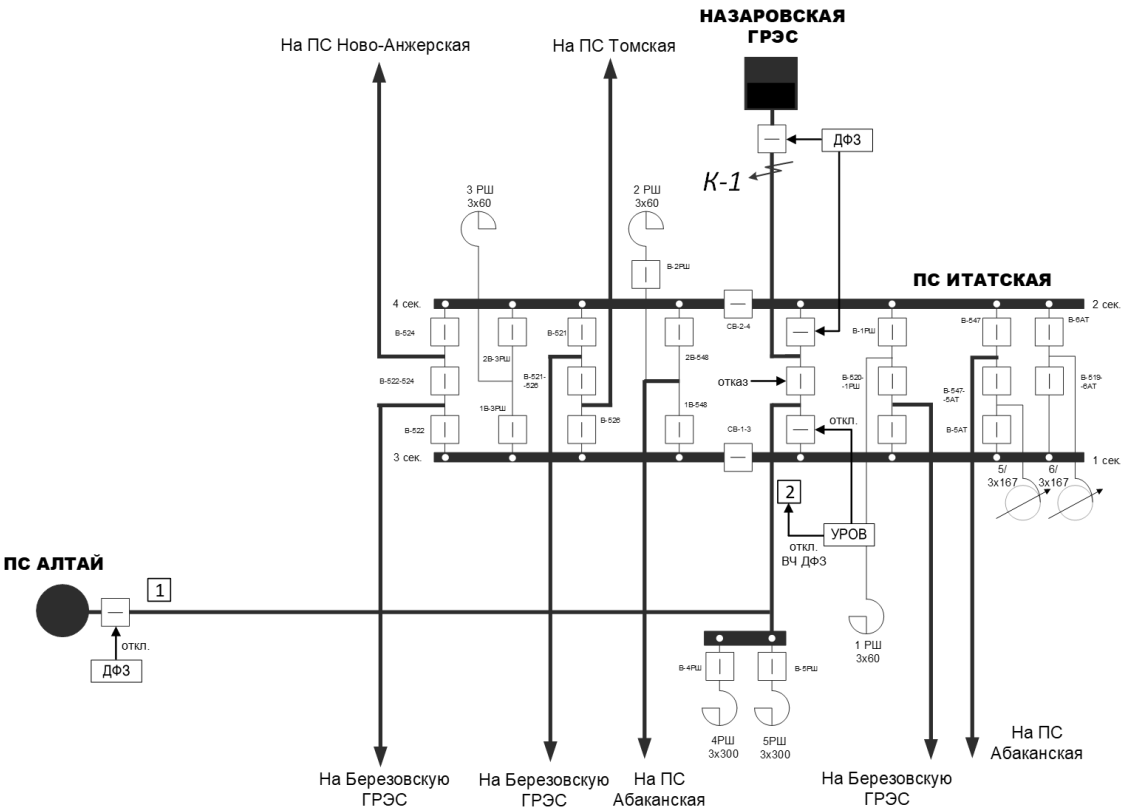


Рис. 3. Срабатывание ДФЗ ВЛ 500 кВ Алтай – Итатская при КЗ в конце ВЛ 500 кВ Назаровская ГРЭС – Итатская

Использование ДФЗ для обеспечения дальнего резервирования при отказе выключателя может способствовать снижению времени существования КЗ и, как следствие, снизить риск нарушения динамической устойчивости энергосистемы.

Оценка селективности

Практика расчётов параметров настройки и опыт эксплуатации ДФЗ показывают, что при работе защищаемой ЛЭП в цикле ОАПВ защита теряет свойство абсолютной селективности в связи с нахождением угла между векторами манипулированных сигналов в зоне, не соответствующей правильной работе защиты в текущих условиях. В связи с этим при выбранных параметрах настройки ОМ и ОСФ целесообразно выполнять оценку селективности защиты при внешних КЗ и работе защищаемой ЛЭП в цикле ОАПВ.

Оценка селективности проводится путём вычисления угла между векторами манипулированных сигналов полукомплектов и сравнением полученного значения с углом блокировки $\theta_{бл}$. Оценку селективности удобно проводить с использованием тригонометрической окружности в соответствии с рисунком 4.

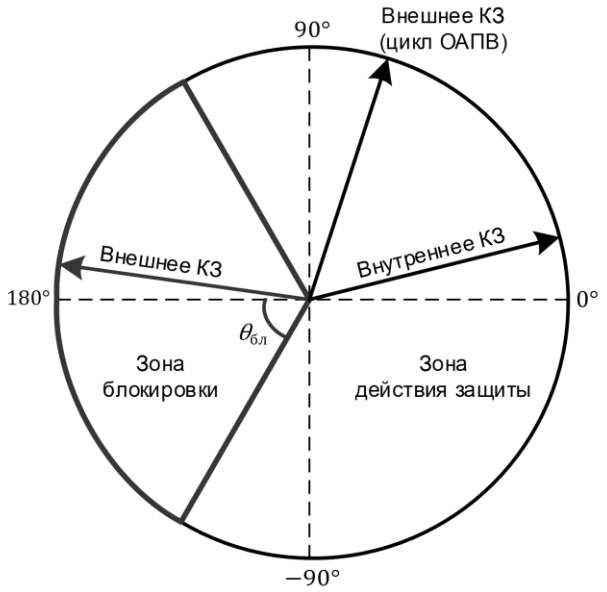


Рис. 4. Оценка селективности ДФЗ по углу между векторами манипулированных сигналов

Заключение

Разработанная обобщённая методика расчёта параметров настройки ДФЗ обладает следующими основными преимуществами:

– не требует рассмотрения множества нагрузочных режимов для отстройки и проверки чувствительности;

– позволяет выполнить отстройку защиты от несимметричных нагрузочных режимов;

– оценка чувствительности выполняется для совокупности расчётных схем прилегающей сети, что позволяет выявить наихудшие условия для всех типов отключающих органов;

– позволяет обеспечить дальнее резервирование при отказе выключателя при недостаточной чувствительности реле тока УРОВ;

– описанная методика оценки селективности позволяет выявить перечень схемно-режимных ситуаций, при которых возможна неправильная работа защиты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ООО НПП «ЭКРА». Рекомендации по выбору уставок функции дифференциально-фазной защиты линии электропередачи (ДФЗ). ЭКРА.650323.091 Д7. Редакция от 26.12.2020.

2. Методические указания по расчёту и выбору параметров настройки устройств ДФЗ производства GE/Alstom для применения в диспетчерских центрах операционной зоны ОДУ Сибири. Кемерово, 2022.

Шестакова В.В., канд. техн. наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники ИШЭ ТПУ.

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГРУППОВОГО РЕГУЛЯТОРА НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС

Масленков В.Э., Кац И.М.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Введение

Саяно-Шушенская ГЭС (СШГЭС) является крупнейшей гидроэлектростанцией в России. Она расположена на реке Енисей в Красноярском крае. Проектная мощность составляет 6400 МВт.

Выдача мощности осуществляется по четырём линиям электропередач 500 кВ:

– КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – ПС Новокузнецкая (2 цепи);
– КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – ПС Означенное (2 цепи).

Регулирование напряжения на шинах распределительного устройства 500 кВ (КРУЭ 500 кВ) СШ ГЭС и распределение реактивной мощности между генераторами поддерживается устройством группового регулирования напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ). Однако, существующие алгоритмы работы системы ГРНРМ не исключают возможность перерегулирования напряжения на КРУЭ 500 кВ СШГЭС.

Данная проблема подтверждена соответствующими случаями некорректной работы ГРНРМ СШГЭС при коммутации первичного оборудования, то есть резкого изменения баланса реактивной мощности, вследствие чего ГРНРМ отрабатывает регулирование напряжения и реактивной мощности некорректно.

Для поиска случаев неправильной работы и технических решений, связанных с некорректным функционированием ГРНРМ, актуальной задачей является разработка математической модели ГРНРМ СШГЭС и исследование его режимов работы в программном комплексе «RastrWin 3» в составе математической модели ОЭС Сибири для расчётов электромеханических переходных процессов.

Математическая модель ГРНРМ в ПК «RastrWin 3»

Для решения поставленной задачи была разработана математическая модель ГРНРМ СШГЭС в программном комплексе «RastrWin 3» [1]. Для этого использовался модуль создания пользовательских моделей. В нем есть возможность создавать модели устройств, которые отсутствуют в ПК «RastrWin 3» путём построения из стандартных блоков входа/выхода, блоков алгебраических операций, блоков функции и логики и т.д. При этом в модель ГРНРМ была интегрирована модель автоматического регулятора возбуждения (АРВ) гидроагрегата (ГА) СШГЭС. На рисунке 1 показана упрощённая схема модели. Привязка модели ГРНРМ осуществлена через таблицу «АРВ ИД» ПК «RastrWin 3».

ГРНРМ может работать в двух режимах:

– режим регулирования напряжения на шинах КРУЭ 500 кВ СШ ГЭС;
– режим регулирования реактивной мощности СШ ГЭС.

Выбор режима работы предусмотрен при задании исходных данных модели ГРНРМ.

В качестве входных данных ГРНРМ использует в зависимости от режима работы следующую информацию:

– заданное значение напряжения $U_{зад}$ на шинах КРУЭ 500 кВ;
– текущее значение напряжения $U_{ГЭС}$ на шинах КРУЭ 500 кВ;
– текущее значение реактивной мощности каждого гидроагрегата $Q_{ГА_i}$ (Мвар);
– заданное значение реактивной мощности СШ ГЭС $Q_{ЗАД}$ (Мвар);
– ограничения по реактивной мощности каждого ГА СШГЭС (Мвар);
– текущее напряжение гидроагрегата (кВ);

– уставка по напряжению ГА U_{APB_i} (кВ);

– режим работы регулятора.

Выходной информации являются:

– значение импульса управляющего воздействия;

– заданная реактивная мощность каждого подключённого к системе ГРНРМ ГА $Q_{ЗАД\ ГА_i}$ (Мвар).

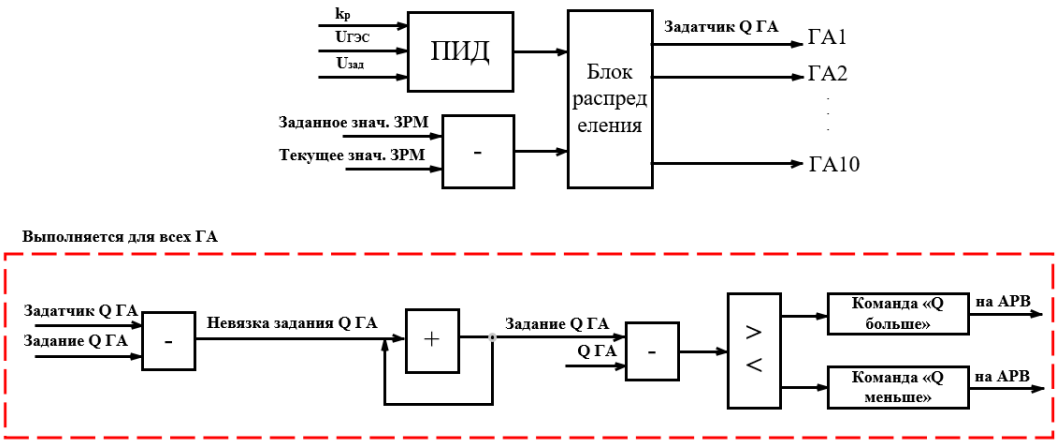


Рис. 1. Упрощённая схема модели

Функционирование ГРНРМ СШГЭС разрешается в определённом диапазоне напряжений на шинах КРУЭ 500 кВ СШ ГЭС, поэтому ГРНРМ постоянно измеряет величину $U_{ГЭС}$. В случае, если значение $U_{ГЭС}$ выходит за допустимый диапазон напряжений, функционирование ГРНРМ СШГЭС блокируется.

Рассмотрим подробнее режим регулирования напряжения. В данном режиме величина $Q_{ЗАД}$ формируется регулятором напряжения ГРНРМ СШГЭС (далее –Регулятор напряжения), который работает по ПИД закону регулирования. На его входе формируется сигнал $\Delta U_{КРУЭ}$, равный разности текущего и заданного напряжения на шинах КРУЭ:

$$\Delta U_{КРУЭ} = U_{zad} - U_{ГЭС}, \tag{1}$$

Если величина сигнала $\Delta U_{КРУЭ}$ превышает зону нечувствительности равную 1 кВ, то значение поступает на вход ПИД регулятора. С помощью пропорциональной составляющей ПИД регулятора k_p (Мвар/кВ) выходная величина регулятора напряжения $\Delta U_{РН}$ преобразуется в величину $Q_{ЗАД}$ и поступает вход Блока распределения реактивной мощности:

$$Q_{ЗАД} = \Delta U_{РН}\, k_p, \tag{2}$$

Передача информации от Регулятора напряжения на Блок распределения реактивной мощности происходит с определённым периодом.

По факту поступления информации Блок распределения реактивной мощности осуществляет распределение реактивной мощности между ГА по следующему соотношению:

$$Q_{ЗАД\ ГА_i} = Q_{ТЕК\ ГА_i} + \frac{Q_{ЗАД}}{N_{ГА}}, \tag{3}$$

где $N_{ГА}$ – число ГА СШГЭС, находящихся в работе в режиме, для которого осуществляется моделирование;

$Q_{ЗАД\ ГА_i}$ – заданное значение реактивной мощности i-го ГА СШГЭС.

При этом в процессе регулирования реактивной мощности ГА учитываются их ограничения по реактивной мощности.

Передача информации от Регулятора напряжения в Блок распределения реактивной мощности осуществляется с помощью таблиц «Автоматика: Логика» и «Автоматика: Действия» ПК «RastrWin 3» путём формирования величины $Q_{\text{ЗАД ГА}_i}$ в заданные периоды времени по соотношению (2).

В режиме распределения реактивной мощности в таблице «АРВ(ИД)» ПК «RastrWin 3» указывается требуемое значение реактивной мощности, вырабатываемой/потребляемой СШ ГЭС $Q_{\text{ЗАД}}$. Далее по соотношению (2) осуществляется вычисления задания реактивной мощности $Q_{\text{ЗАД ГА}_i}$ на каждый ГА СШГЭС.

В блоке распределения реактивной мощности происходит сравнение текущего значения реактивной мощности ГА $Q_{ТЕК\ ГА_i}$ с $Q_{ЗАД\ ГА_i}$:

$$\Delta Q_{\text{ЗАД ГА}_i} = Q_{\text{ЗАД ГА}_i} - Q_{\text{ТЕК ГА}_i}, \tag{4}$$

где $\Delta Q_{ЗАД\ ГА_i}$ - величина невязки между заданным и требуемым значением реактивной мощности i-го ГА СШГЭС.

В случае, если величина $\Delta Q_{ЗАД\ ГА_i}$ для i-го ГА СШГЭС больше зоны нечувствительности, равной 5 Мвар, то значение поступает на Блок формирования управляющего воздействия.

В блоке формирования управляющего воздействия в зависимости от знака сигнала $\Delta Q_{ЗАД\ ГА_i}$ осуществляется формирования сигнала $\Delta U_{АРВ*}$ на увеличение или уменьшение реактивной мощности:

$$\Delta U_{\text{АРВ}^*} = \begin{cases} +Imp, \text{если } \Delta Q_{\text{ЗАД ГА}_i} > 0 \\ -Imp, \text{если } \Delta Q_{\text{ЗАД ГА}_i} > 0 \end{cases}, \tag{5}$$

где Imp – величина единичного импульса управляющих воздействий на АРВ, задаваемый пользователем в таблице «АРВ(ИД)» ПК «Rastrwin 3».

Далее величина $\Delta U_{АРВ}$ в относительных единицах (относительно номинального напряжения генератора) суммируется с сигналом невязки между заданным и текущим значением напряжения, получаемым на входе АРВ генератора.

Результаты работы разработанной модели ГРНРМ

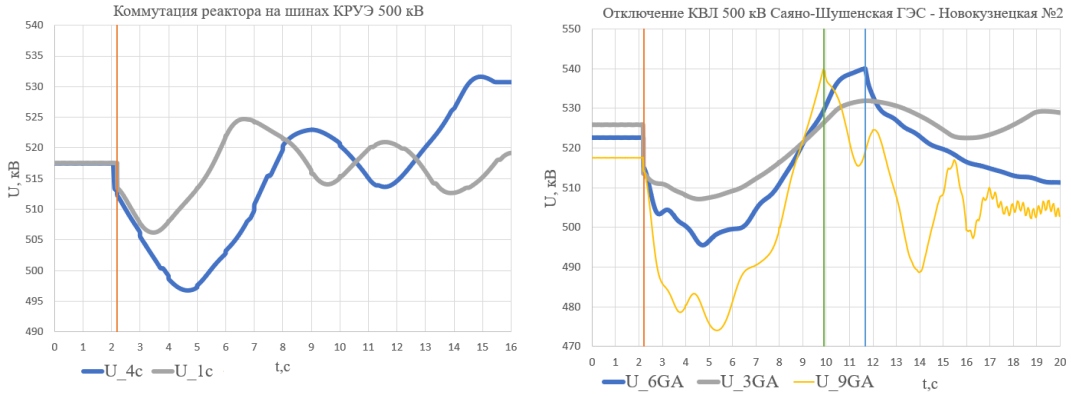
Исследование режимов работы разработанной модели ГРНРМ осуществлялось на расчётной модели энергосистемы Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири для моделирования электромеханических переходных процессов. Основной целью расчётных экспериментов являлось выявления случаев некорректной работы ГРНРМ. Характерной особенностью рассматриваемых случаев является изменение напряжения на шинах КРУЭ 500 кВ СШГЭС по причине изменения потребления реактивной мощности.

При проведении исследований оценивалось функционирование ГРНРМ в режиме регулирования напряжения. При этом рассматривались различные периоды выдачи управляющих воздействий от Регулятора напряжения на Блок распределения реактивной мощности: текущий период – 4 с., минимально возможный период, исходя из технических особенностей функционирования Блока распределения реактивной мощности ГРНРМ – 1 с.

Коммутация реактора на шинах на КРУЭ 500 кВ СШГЭС

На рисунке 2, а показан график изменения напряжения на шинах КРУЭ 500 кВ СШГЭС при различном периоде выдачи управляющих воздействий в случае включения реактора мощностью 3х60 Мвар, подключённого к шинам С1-1 КРУЭ 500 кВ СШ ГЭС при 9 работающих ГА на СШГЭС. Коммутация реактора происходит в 2,2 с. Как видно из рисунка 2, а, при текущем периоде настройки информационного обмена между Регулятором

напряжения и Блоком распределения реактивной мощности непосредственно после коммутации наблюдается снижение напряжения и в момент времени 15 с. наблюдается повышение напряжения на шинах КРУЭ 500 кВ СШГЭС выше максимального рабочего напряжения. Снижение периода выдачи управляющих импульсов до 1 с. позволяет снизить отклонения напряжения в процессе его регулирования с помощью ГРНРМ.



а) б)

Рис. 2. Изменение напряжения (U) на шинах КРУЭ 500 кВ СШГЭС при а) - Коммутация реактора мощностью 3х60 Мвар (а) и при отключении КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая №2 (б)

Отключение КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая №2

Результаты расчётов при отключении КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая №2 при различном количестве работающих ГА СШГЭС (3,6 и 9) и периоде выдачи управляющих воздействий, равным 4 с показан на рисунке 2, б. Из рисунка 2, б видно, что при 9 ГА и 6 ГА напряжение достигает аварийного значения и ГРНРМ отключается. На рисунке 3 показаны дополнительные характеристики переходного процесса при 9 ГА, которые дают ключевую информацию о процессе регулирования напряжения.

Как видно из рисунка 3, период выдачи управляющих воздействий влияет на процесс регулирования напряжения.

После отключения линии наблюдается изменение характера нагрузки. Выдаваемая реактивная мощность генераторов повышается, напряжение на шинах КРУЭ 500 кВ СШГЭС снижается.

За счёт того, что на интервале времени 2,2 – 4 с. текущее значение задания реактивной мощности от Регулятора напряжения ниже чем текущее значение реактивной мощности ГА, несмотря на снижение напряжения на шинах КРУЭ 500 кВ СШГЭС, Блок формирования управляющего воздействия ГРНРМ снижает реактивную мощность ГА, что способствует ещё большему снижению напряжения на шинах КРУЭ 500 кВ СШГЭС. Такое соотношение управляющих сигналов вызвано тем, что обновление информации о регулировании реактивной мощности в сторону её увеличения от Регулятора напряжения ГРНРМ передаётся в момент времени 4 с. В интервале времени 8-10 с. значение напряжения доходит до значения уставки по напряжению ГРНРМ U_{zad}, но текущая реактивная мощность ГА $Q_{ТЕК\ ГА_i}$ продолжает увеличиваться, так как новое значение задания реактивной мощности от Регулятора напряжения ГРНРМ $Q_{ЗАД}$ не передаётся Блоку формирования управляющего воздействия ГРНРМ, из-за чего происходит отдача команд на увеличение реактивной мощности, вследствие чего наблюдается на шинах КРУЭ-500 кВ СШГЭС повышения напряжения и ГРНРМ выводится из работы внутренними защитами. Далее напряжение на шинах КРУЭ 500 кВ СШГЭС снижается действием АРВ ГА СШГЭС. Аналогичная ситуация наблюдается и в случае работы 6 ГА.

Рис. 3. Значение текущей реактивной мощности ($Q_{\text{ТЕК ГА}_i}$), заданное значение мощности ($Q_{\text{ЗАД}}$), сигнал от блока формирования управляющего воздействия ($\Delta U_{\text{АРВ}}$) при 9 ГА, находящихся в работе на СШ ГЭС

Заключение

При анализе полученных результатов для решения проблемы некорректной работы ГРНРМ следует снизить период выдачи управляющих воздействий от Регулятора напряжения ГРНРМ на Блок формирования управляющего воздействия до 1 с или осуществлять функционирование Блока распределения реактивной мощности с непрерывным контролем напряжения на шинах КРУЭ 500 кВ СШ ГЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Техническое задание на Систему группового регулирования напряжения и реактивной мощности Саяно-Шушенской ГЭС имени П.С. Непорожнего, 2016 г.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВРЕМЕНИ ПОСТУПЛЕНИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ В ЦС АРЧМ НА АВРЧМ

Андерс М.А.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

Способы приёма телеметрической информации в ЦС АРЧМ

Централизованные системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (далее – ЦС АРЧМ) предназначены для реализации функций автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности (далее – АВРЧМ), а именно поддержания заданного значения частоты в синхронной зоне, регулирования внешних перетоков областей регулирования, ограничения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

Очевидно, что для функционирования ЦС АРЧМ должен быть обеспечен приём значительного объёма телеметрической информации, характеризующей режим работы области регулирования, а также должны быть организованы каналы связи с объектами электроэнергетики для приёма соответствующей телеинформации и передачи команд на изменение активной мощности регулирующих электрических станций (далее – РЭС).

Телеметрическая информация, необходимая для функционирования ЦС АРЧМ, в настоящее время может приниматься двумя способами.

Первый способ (рисунок 1а) заключается в организации прямых каналов связи между серверами ЦС АРЧМ, установленными в диспетчерском центре, и устройствами телемеханики системы сбора и передачи информации, расположенными на объекте электроэнергетики и выделенными специально для нужд ЦС АРЧМ (далее – ССПИ АРЧМ). При использовании данной схемы информационный обмен нормально осуществляется по протоколу МЭК 60870-5-104. При использовании других протоколов информационного обмена дополнительно в тракте приёма-передачи информации применяются устройства, конвертирующие текущий протокол информационного обмена в протокол МЭК 60870-5-104.

Второй способ предполагает использование в ЦС АРЧМ телеметрической информации, поступающей в оперативно-информационный комплекс диспетчерского центра (далее – ОИК ДЦ). Телеинформация, поступающая в ОИК ДЦ объединённых энергосистем, принимается из ОИК ДЦ региональных энергосистем. В свою очередь, телеинформация, поступающая в сервер ОИК ДЦ региональной энергосистемы, принимается от устройств телемеханики объектов электроэнергетики, выделенных специально для нужд ОИК ДЦ (далее – ССПИ ОИК). В результате, схема передачи телеинформации в ЦС АРЧМ представляется более сложной (рисунок 1б).

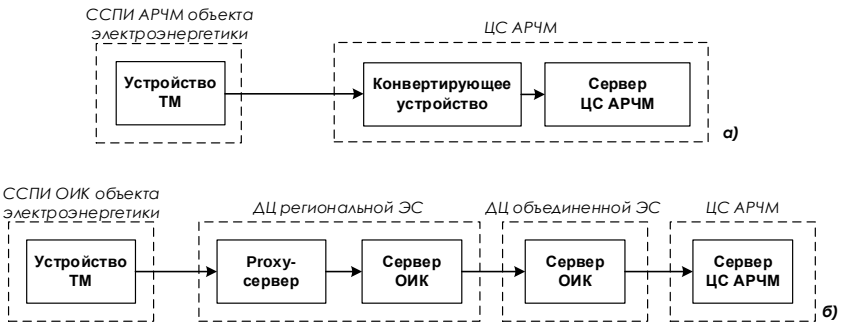


Рис. 1. Схемы приёма телеметрической информации в ЦС АРЧМ:
а – при использовании ССПИ АРЧМ объектов электроэнергетики; б – при использовании информации из ОИК ДЦ

В отличие от первого способа приёма телеметрической информации второй способ предполагает большее количество узлов переприёма информации, а значит и большее количество узлов отказов ССПИ. Кроме того, обработка информации в каждом узле и её передача от узла к узлу приводят к увеличению времени поступления данных в ОИК ДЦ и, следовательно, в ЦС АРЧМ.

Оценка задержки в тракте регулирования ЦС АРЧМ

В таблице 1 представлены результаты расчёта фактической суммарной задержки в тракте регулирования ЦС АРЧМ при использовании телеинформации из ССПИ АРЧМ и ССПИ ОИК.

Максимально допустимые времена приёма, передачи и обработки информации в ЦС АРЧМ приведены в соответствии с требованиями нормативно-технической документации [1, 2].

Однако приняты некоторые допущения:

– реализация задания вторичной мощности на РЭС осуществляется с задержкой до 10 секунд вследствие инерционности действия систем автоматического регулирования мощности генераторов;

– в случае использования телеметрической информации из ОИК ДЦ время её передачи в ЦС АРЧМ может составлять до 6 секунд.

Таблица 1. Формирование фактической задержки в тракте регулирования ЦС АРЧМ

Направление передачи телеинформации	Задержка при использовании ССПИ АРЧМ, с	Задержка при использовании ССПИ ОИК, с
Объект – УВК ЦС АРЧМ	1	6
Алгоритм УВК ЦС АРЧМ	1	1
УВК ЦС АРЧМ – станционное устройство АРЧМ	1	1
Станционное устройство АРЧМ – САУ ГА	2	2
Реализация мощности на РЭС	10	10
Суммарная задержка в тракте регулирования	*15*	*20*

Анализ влияния величины задержки на качество АВРЧМ

Интегральный регулятор перетока в аналоговых системах функционирует по закону:

$$P_{\text{и}} = \frac{1}{T_{\text{и}}} \int \left(P_{\text{уст}} - P_{\text{ф}}\right) dt\,, \tag{1}$$

где $T_{\text{и}}$ – постоянная времени интегрирования, с; $P_{\text{уст}}$ – заданная уставка активной мощности, МВт; $P_{\text{ф}}$ – фактическое значение перетока активной мощности в регулируемом сечении, МВт.

ЦС АРЧМ является дискретной системой, в которой все расчёты осуществляются с периодом дискретизации 1 секунда. Поэтому интегральный закон регулирования перетока для ЦС АРЧМ представляется в виде:

$$P_{\text{и}} = \frac{1}{T_{\text{и}}} \sum_{i=0}^{n} \left(P_{\text{уст}} - P_{\text{ф}}\right)_i \Delta t \tag{2}$$

где $\Delta t = 1$ с – период дискретизации.

Постоянная времени интегрирования регулятора является параметром, определяющим скорость и качество регулирования, и задаётся в диапазоне 50 – 200 секунд.

На рисунке 2 представлена моделируемая схема интегрального регулятора перетока ЦС АРЧМ с учётом всех задержек в тракте управления. В качестве РЭС в данной модели рассматривается гидравлическая электростанция.

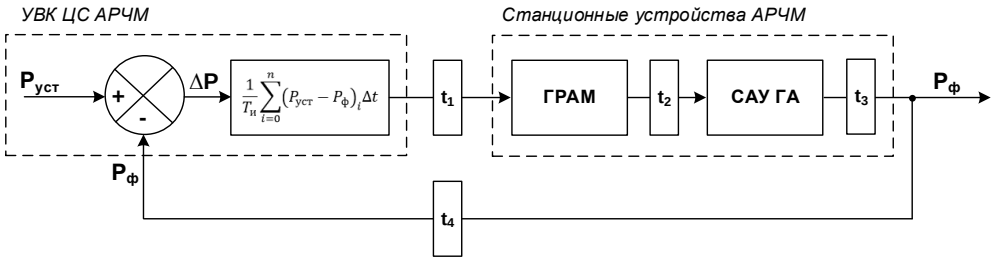


Рис. 2. Модель интегрального регулятора перетока активной мощности ЦС АРЧМ

На рисунке 3 представлены результаты моделирования случаев изменения фактического перетока активной мощности в сечении без применения интегрального регулятора, с применением интегрального регулятора, функционирующего без задержек, и интегрального регулятора, функционирующего с учётом всех указанных в таблице 2 задержек в тракте управления при использовании телеинформации из ОИК ДЦ. Постоянная времени интегрирования регулятора в данном примере составляет 50 секунд. В результате, наличие задержек в тракте управления приводит к мгновенному относительному значению ошибки регулирования перетока до 16 %.

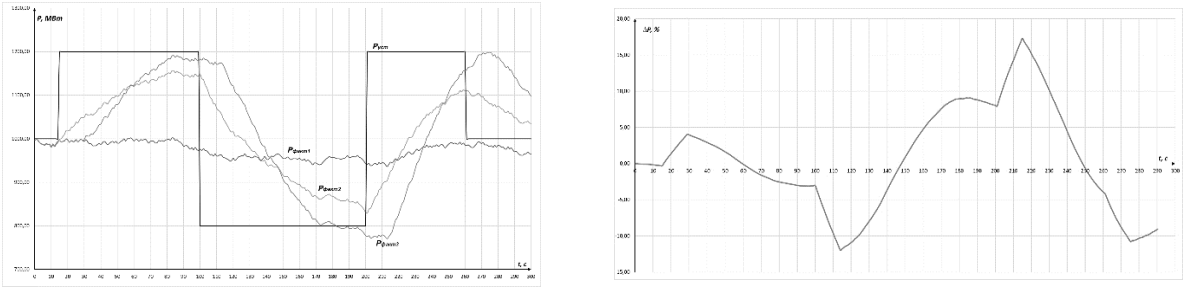


Рис. 3. Графики изменения фактического перетока в регулируемом сечении ($P_{факт1}$ – при отсутствии регулирования; $P_{факт2}$ – при регулировании без задержек в тракте управления; $P_{факт3}$ – при регулировании с задержками в тракте управления) и ошибки изменения фактического перетока при регулировании без задержек и с задержками в тракте управления

В целях получения количественных оценок качества АВРЧМ в аварийных ситуациях смоделирован пример, сопровождающийся изменением уставки перетока активной мощности в регулируемом сечении и формированием небаланса в области регулирования по внешним причинам (рисунок 4).

Из рисунка 4 можно установить, что «идеальный» регулятор перетока активной мощности мгновенно реагирует на возникшие ошибки управления и стремится вернуть регулируемый параметр к уставке. В свою очередь, «реальный» регулятор из-за задержек в тракте управления допускает излишнее перерегулирование, достигающее относительной величины 14 %.

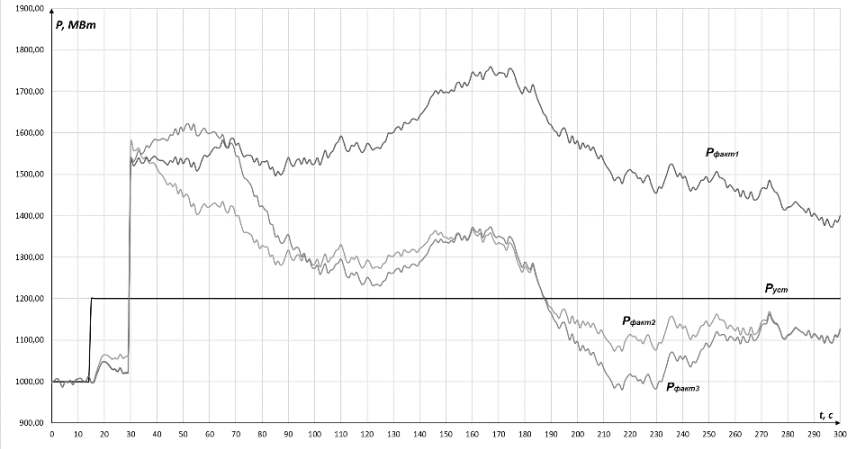


Рис. 4. Графики изменения фактического перетока в регулируемом сечении ($P_{факт1}$ – при отсутствии регулирования; $P_{факт2}$ – при регулировании без задержек в тракте управления; $P_{факт3}$ – при регулировании с задержками в тракте управления)

Заключение

Наличие задержки времени в тракте управления интегрального регулятора ЦС АРЧМ приводит к ухудшению качества АВРЧМ, а также в некоторых аварийных случаях и к ошибочному перерегулированию.

Основную долю задержки в тракте регулирования ЦС АРЧМ, обусловленную действием систем автоматического регулирования мощности на РЭС, можно считать условно-постоянной и существующей всегда. Однако дополнительные задержки, связанные с приёмом, обработкой и передачей телеметрической информации и способствующие ухудшению качества АВРЧМ, могут быть сведены к минимально возможным значениям в случае использования в регуляторе перетока активной мощности ЦС АРЧМ телеинформации из ССПИ АРЧМ объектов электроэнергетики вместо соответствующей телеинформации из ОИК ДЦ.

Кроме того, использование в регуляторе ЦС АРЧМ телеинформации из ОИК ДЦ вместо ССПИ АРЧМ объектов электроэнергетики может дополнительно привести к снижению надёжности функционирования ЦС АРЧМ вследствие увеличения числа узлов отказа в ССПИ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков мощности. Нормы и требования [Электронный ресурс] : национальный стандарт Российской Федерации / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Введён впервые ; введ. 2014-09-01. – Москва : Стандартинформ, 2014. – Режим доступа: http://sb-cons.odusb.so/cgi/online.cgi?req=doc&base=OTN&n=28781&cacheid=43C737BE723446DAC022765AAA2E3382 &mode=splus&rnd=0.6991043067091411#KeivuFUmqzA2X03n , свободный.

2. Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 97 г. Москва «Об утверждении требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики» // Справочная правовая система «Консультант Плюс» – Режим доступа: consultant.ru

3. Беркович, М.А. и др. Основы автоматики энергосистем / М.А. Беркович, А.Н. Комаров, В.А. Семенов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 432 с., ил.

СТАНДАРТИЗАЦИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Липчинский А.К., Мишлаков Д.А.
АО «Монитор Электрик»

Введение

Задачи хранения, обмена информацией, моделирования и расчёта параметров срабатывания устройств релейной защиты требуют структурирования данных. МЭК 61970 задаёт структуру обмена информацией в том числе и о защитных устройствах. Помимо задачи обмена, создание универсальной общепринятой структуры упрощает ведение самой информационной модели и позволяет полностью исключить или минимизировать потребность конвертации базы данных информационной модели при обмене. Но описание класса устройства защиты, предложенной МЭК 61970, содержит лишь поверхностную информацию, недостаточную для задачи моделирования работы функций устройства релейной защиты.

ГОСТ Р 58651.10-2023 [1] и ГОСТ Р 59909—2021 [2] дают конкретизацию в части разбивки типов функций устройств релейной защиты, используемых обмоток измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Таким образом, на основе стандартов МЭК 61970, ГОСТ Р 58651.10-2023 и ГОСТ Р 59909—2021 можно описать общими чертами наличие функции защиты, управляемые коммутационные аппараты, защищаемые элементы схемы, расположение мест замеров тока и напряжения, задать уставку срабатывания одного пускового органа простых ступеней, как показано на рисунке 1. Однако, каждая ступень в отдельности моделируется отдельным экземпляром наследника класса ProtectionEquipment.

Существующая структура описания устройств релейной защиты

На основе стандартов МЭК 61970 [3] и ГОСТ Р 58651.10-2023 [1] определяется моделирование устройств релейной защиты и автоматики, функциональной части, совместно с имущественной реализацией. Получается структура из имущественного объекта и объединённых им функций.

1. rf:PACSDevice - контейнер материальных объектов, содержащий одну или несколько функций РЗА;

2. наследники класса ProtectionEquipment: rf:RelayProtection, rf:EmergencyControlAutomation, rf:ControlAutomation, rf:RegulatingAutomation, rf:OperationControlAutomation, rf:DisturbanceRecorder – функциональное представление каждой ступени защиты или автоматики составляющей устройства релейной защиты и автоматики (УРЗА).

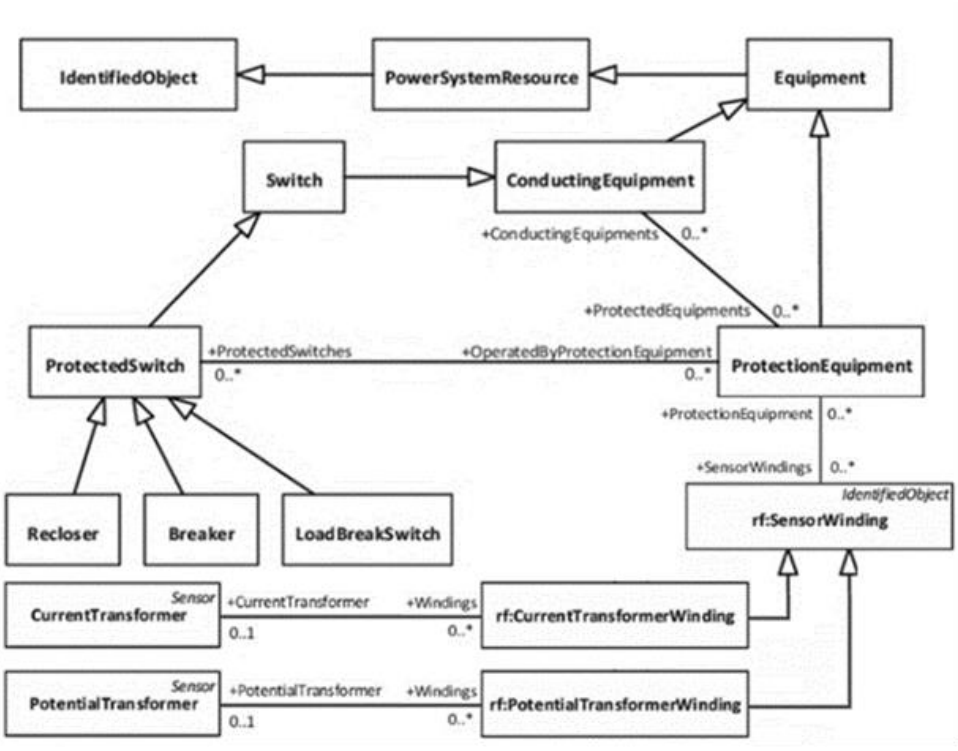


Рис. 1. Диаграмма связей ассоциации и наследования для классов описания функций релейной защиты

Конкретизация типа функции задаётся ассоциативной ссылкой на экземпляр класса PSRType, которые, в свою очередь, определены ГОСТ Р 59909—2021 [2], рисунок 2.

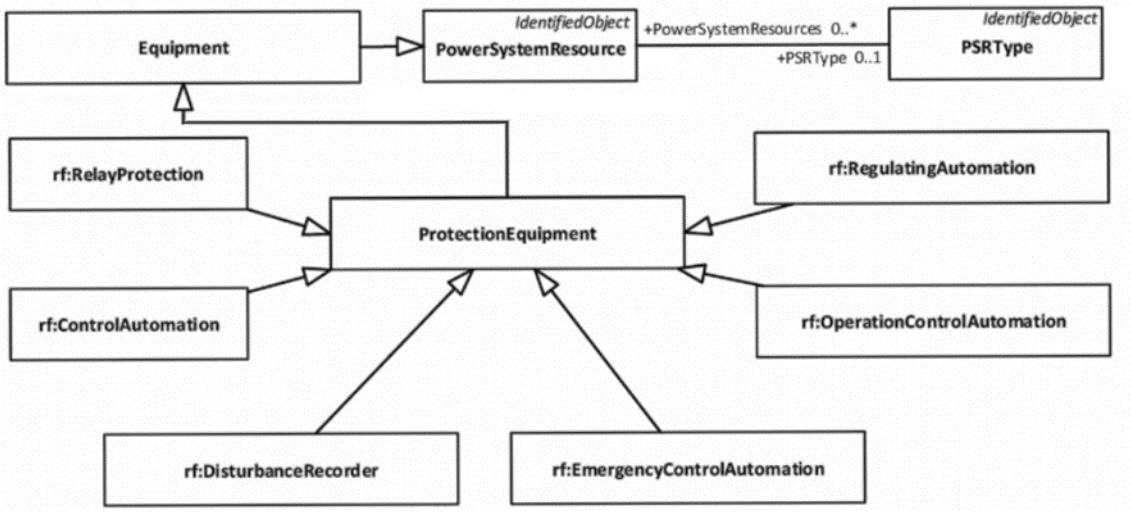


Рис. 2. Диаграмма классов наследников в зависимости от типа функции УРЗА [1]

Современные устройства релейной защиты реализуют в одном физическом блоке сразу несколько типов функций защит и автоматик, с 2 - 6 ступенями для каждого из типов, не принимая во внимание логику пользовательской.

Например, микропроцессорный блок защиты трансформатора, чаще всего, содержит в себе комплект основных, абсолютно селективных, и резервных, ступенчатых, защит. Функциональное направление состоит из:

– 2 ступеней защит: ДТО и ДЗТ с торможением;
– 6 ступеней максимальной токовой защиты на фазные или линейные токи (с пуском, в

том числе комбинированным, по напряжению; с органом направления мощности);

– 6 ступеней токовых защит нулевой последовательности (с органом направления мощности разрешающим, блокирующим; с параметрами пуска по току и напряжению нулевой и обратной последовательности);

– 6 дистанционных защит.

Описание только основных функций, обычно задействуемых для защиты оборудования, создаст концентрацию экземпляров одного уровня, связанных с одним имущественным объектом. При этом, существующая формулировка не позволяет создать описание ступеней защит, основанных на работе нескольких пусковых органов.

Расширение канонической модели

При создании модуля расчёта уставок релейной защиты перед специалистами компании Монитор Электрик встала задача расширения канонической модели в части описания УРЗА. Кроме задачи расчёта параметров срабатывания пусковых органов, необходимо было дать возможность пользователю выполнить проверку чувствительности ступеней защит при моделировании короткого замыкания в Терминале интерактивного анализа режимов электрической сети, обеспечение возможности обмена информацией о устройствах релейной защиты между диспетчерскими центрами разного уровня через Информационный лифт.

Для вышеперечисленных целей ранее созданы и в настоящей момент расширены классы описания ступеней защит и пусковых органов. Упрощённая структура наследования и связей представлена на рисунке 3. Общая иерархия вложенности экземпляров модели с учётом классов ступеней и пусковых органов:

1. PACSDevice – имущественный объект устройства релейной защиты, с ассоциативной связью самого на себя, группирующей в себе функциональные реализации защит и автоматики;
2. ProtectionEquipment – функциональное представление релейной защиты или автоматики, объединяющие в себе ступени одного типа и одного направления;
3. PEStage – ступень защиты или автоматики;
4. PEStageSetpoint – пусковой орган ступени.

PACSDevice. Поскольку экземпляры класса AssetContainer могут иметь ссылку сами на себя [4], а PACSDevice является наследником от AssetContainer, то это позволяет создавать вложенную структуру, что даёт возможность детально описать составляющие релейного шкафа или панели с несколькими блоками устройств релейной защиты. Что часто встречается в защитах силовых трансформаторов: терминал основной, резервной защиты и автоматика регулирования коэффициента трансформации (АРКТ). С точки зрения моделирования работы УРЗА не несёт смысла, но будет задействовано при автоматизации задачи технического обслуживания и ремонта (ТОиР).

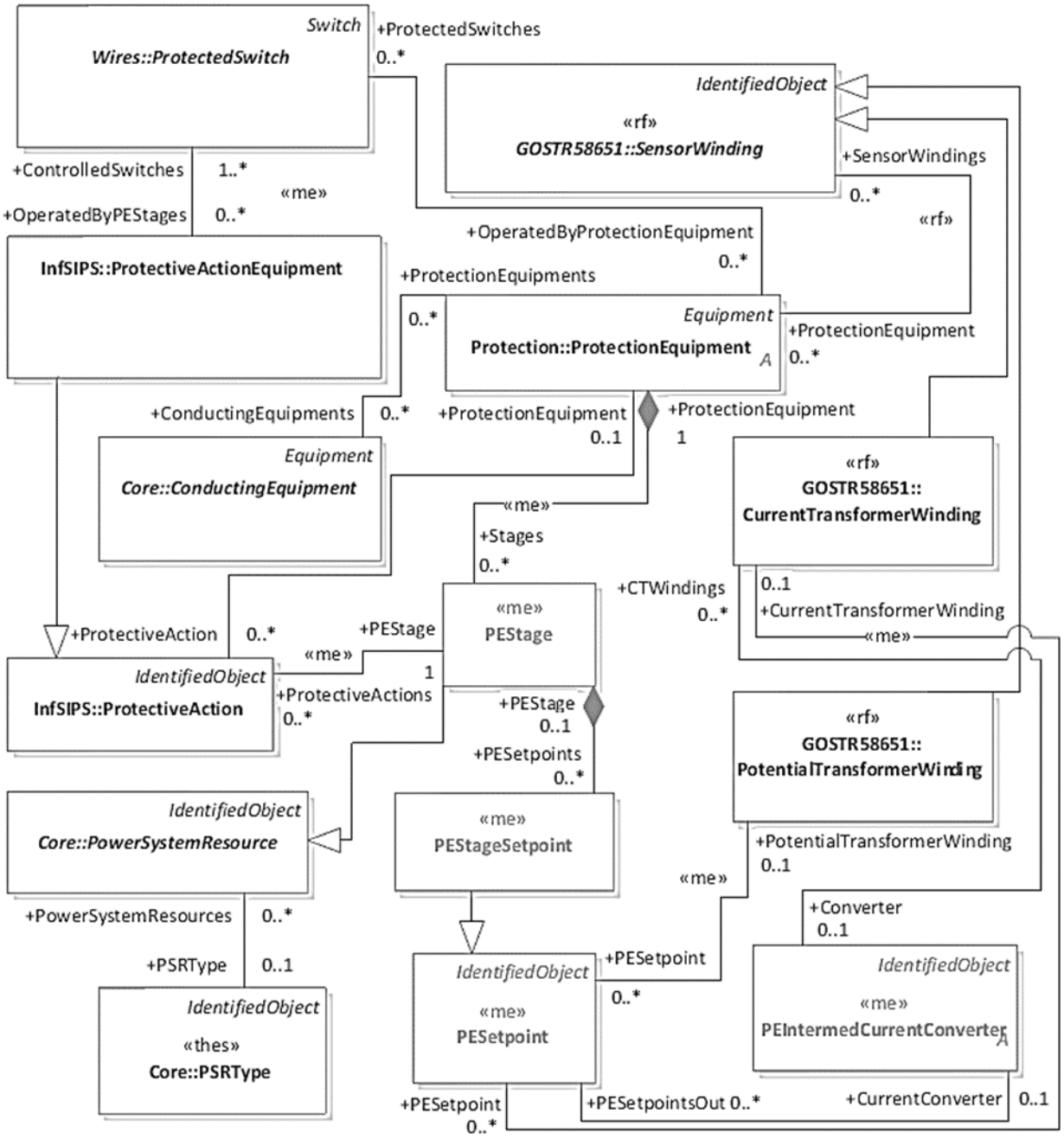


Рис 3. Упрощённая структура связей между классами описания устройств релейной защиты в комплексе СК-11

ProtectionEquipment. Родительский класс для описания функций релейных защит и автоматик разных типов. У класса существует ассоциация на ConducingEquipment, т.е. на токопроводящее оборудование, как на защищаемые объекты электрической сети. Согласно ГОСТ Р 59909—2021, уточнения типа функции релейной защиты и автоматики производится посредством разделения на объекты классов наследника ProtectionEquipment и ассоциации с системным PSRType: МТЗ (максимальная токовая защита), ДЗ (дистанционная защита), ТЗНП (токовая защита нулевой последовательности), АЧР (автоматическая частотная разгрузка), ЧДА (частотная делительная автоматика) и т.д. Но в отличии от ГОСТ Р 58651.10-2023 [1], объекты классов наследников ProtectionEquipment выполняют функцию объединения ступеней одного типа и одной направленности.

PEStage. Функциональная интерпретация ступени защиты или автоматики. Объединяет в своём составе по агрегирующим ссылкам пусковые органы. Основным атрибутом является время срабатывания ступени. Ассоциация на объект класса PSRType определяет состав пусковых органов и логику работы ступени.

PEStageSetpoint. Функциональная интерпретация пускового органа. Содержит в себе информацию о типе контролируемой величины, направлении контроля, способе включения во вторичные цепи измерения тока и напряжения, значении порога срабатывания, гистерезисе срабатывания. Экземпляры класса PEStageSetpoint предназначены для описания простых пусковых органов тока и напряжения с единственным пределом контроля. Пусковые органы более сложных типов направления мощности, дистанционный, дифференциальный, моделируются экземплярами дочерних классов, содержащих в себе дополнительные атрибуты.

PEIntermedCurrentConverter. Абстрактная реализация преобразований вектора тока во вторичных цепях измерения. Создан для моделирования объединения цепей тока нескольких трансформаторов тока (ТТ), например, в типовых схемах мостика 5Н и 5АН или многоугольников, а также функциональной интерпретации автотрансформаторов тока АТ-31 и АТ-32.

ProtectiveActionEquipment. Класс, описывающий управляющие воздействия на оборудование, уже присутствует в общей информационной модели [3], к которому дополнительно добавлена ассоциативная связь на устройства защитного отключения. Это позволяет моделировать сложные воздействия как от уровня ProtectionEquipment, так и от PEStage. В последнем случае это востребовано при описании автоматик. Например, очередей АЧР, разные ступени которой, могут отключать каждый свой набор потребителей.

Заключение

Текущие стандарты не дают возможности полноценного унифицированного описания пусковых органов и управляющих воздействий устройств РЗА в детальности, требуемой для выполнения задач расчёта уставок, проверок чувствительности и селективности защит.

Расширение модели сущностями, описывающими ступени РЗА, характеристики их пусковых органов и управляющих воздействий позволяет решать указанные задачи, а также даёт возможность организовывать информационный обмен основными параметрами устройств РЗА, как между подразделениями внутри отдельных субъектов электроэнергетики, так и между различными субъектами электроэнергетической системы в целом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 58651.10-2023 Национальный стандарт Российской Федерации: ГОСТ Р 58651.10-2023. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели устройств релейной защиты и автоматики. – Москва: Российский институт стандартизации, 2023. – 19 с.

2. ГОСТ Р 59909-2021 Национальный стандарт Российской Федерации: ГОСТ Р 59909-2021. Релейная защита и автоматика. Классификация. – Москва: Российский институт стандартизации, 2021. – 5 с.

3. МЭК 61970 Стандарт международной электрической комиссии: МЭК 61970 (все части). Интерфейс прикладной программы системы управления энергией [Energy management system application program interface (EMS-API) (all parts)].

4. МЭК 61968 Стандарт международной электрической комиссии: МЭК 61968 (все части). Интеграция приложений в электроэнергетику общего пользования. Системные интерфейсы для управления распределением [Application integration at electric utilities — System interfaces for distribution management (all parts)].

СЕКЦИЯ 3

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВЕТРОГЕНЕРАТОРА В РАЙОНАХ СО СЛАБЫМИ ВЕТРАМИ

Шопинский С.Н.
Филиал ПАО «Россети Центр» - «Белгородэнерго»

Белгородская область не обладает сильными ветрами, и поэтому установками ветровых электрогенераторов занимаются в меньшей степени, чем получением электроэнергии от солнечных батарей. Пути усовершенствования ветровой установки в нашей местности – довольно перспективный проект, и им можно заниматься и усовершенствовать.

На данном чертеже (рисунок 1) показана схема лопасти ветрогенератора. Две лопасти, соединённые между собой муфтой для того, чтобы лопасть меньшего диаметра служила как разгонной частью ветровика наибольшего диаметра.

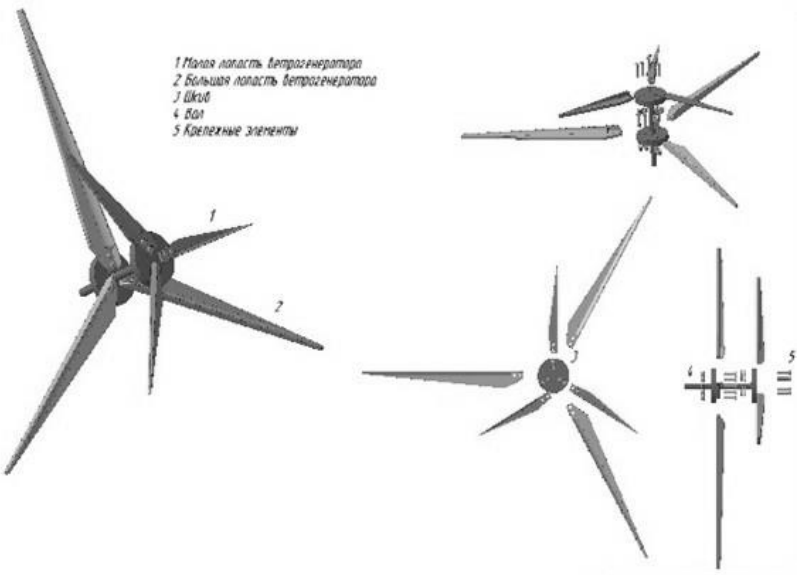


Рис. 1. Модель лопасти ветрогенератора

Данный ветрогенератор включает в себя две лопасти ветрогенератора, одна из которой служит для разгона большей лопасти при малом ветре. Генератор, инвертор, крепления, подшипники, вал.

Ветрогенератор отличается от других тем, что имеет две лопасти: одна большего диаметра, другая меньшего. Одна лопасть при малом ветре около 3 м/с начнёт вращаться и приведёт взаимодействие большую лопасть. Тем самым можно сказать, что для областей и зон со слабыми ветрами данная ветроустановка будет вращаться и вырабатывать электрический ток [1].

Рис 2. Вид экспериментальной установки

Научная новизна предусматривает разработку и патентование способа и устройства ветроустановки. Разработку и публикацию научных основ по управлению параметрами ветроустановки.

Практическая значимость состоит во внедрении и практической реализации достигнутых результатов непосредственно в производство и включает разработку общей методики проектирования эффективного устройства ветроустановки в районах со слабыми ветрами. Обоснование технических требований и разработку технических режимов работы ветроустановки, обеспечивающих снижение потребления электрической энергии и получение дополнительной экономии. Разработку усовершенствования лопастей вентилятора и других частей электроустановки.

Результаты

Усовершенствование ветрогенератора в районах со слабыми ветрами относится к области ветроэнергетики. Предлагаемый ветрогенератор усовершенствован, такая конструкция ветрогенератора не только увеличит количество производимой электроэнергии отдельной установки, но и способствовать увеличению эффективности всех установок ветрогенератора.

Комплекс ветровой электростанции состоит (рисунок 3) двух лопастей ветрогенератора 1, аккумуляторных батарей 2, генератора 3, инвертор 4, потребитель 5.

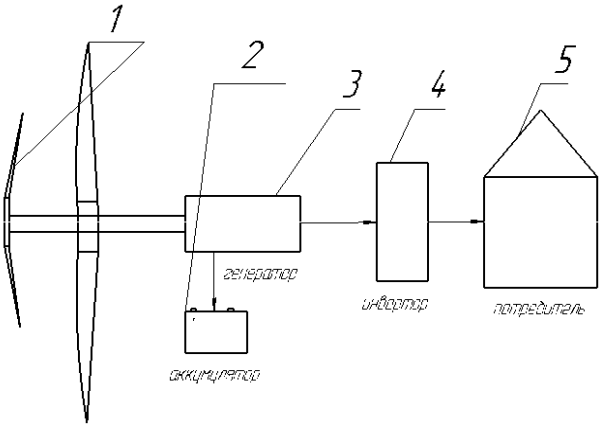


Рис. 3. Схема подключения

Конструктивная схема лопастей ветроэлектрической установки состоит из (рисунок 1) малая лопасть ветрогенератора 1, большая лопасть ветрогенератора 2, шкив 3, вал 4, крепёжные элементы 5.

При возникновении малого потока ветра при скорости 2-3 м/с малая лопасть ветрогенератора начнёт вращение и при определённой набранной скорости за счёт зацепления начнёт вращаться большая лопасть. Тем самым запускается в движение за счёт малой лопасти при ветре 2-3 м/с. Проведённые исследования на экспериментальном участке (рисунок 3) показали высокие результаты и надёжность данной установки для реализации её в производственные объекты. [2]

Технический результат заключается вращение лопастей ветрогенератора при малом ветре 2-3 м/с. Ветроустановка состоит (рисунок 2) из двух лопастей малой и большой площади, малая лопасть служит разгонной частью большой лопасти за счёт зацепления при определённой скорости малой лопасти. Применение такой установки сможет решить вопрос ветроэнергетике где наблюдаются периоды малого ветра и простаивания ветровых электростанций без работы. Также снизить затраты для предприятий которые относятся к 1 категории энергопотребления и использоваться ветроустановку как второе аварийное питание или в качестве аварийного освещения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Алексеев Б.А. Международная конференция по ветроэнергетике: / Электрические станции. 2014 Москвин, И. А. Колебательная статическая устойчивость электроэнергетической системы с межсистемной связью, содержащей регулируемое устройство продольной компенсации / И. А. Москвин // Вестн. ИГЭУ.

2. Колебательная статическая устойчивость электроэнергетической системы с межсистемной связью, содержащей регулируемое устройство продольной компенсации [Текст] = Oscillatory steady state stability of an electrical power system with an interconnection containing controlled series capacitors / И. А. Москвин // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. - 2013. - Вып. 5. - С. 46-50 : ил., граф. - Библиогр.: с. 50 (6 назв.). - ISSN 2072-2672.

3. Использование Возобновляемых Источников Энергии. Нетрадиционные источники энергии в России. [Электронный ресурс] ВЕТРОДВИГ.RU. − URL: http://vetrodvig.ru

Научный руководитель: Вендин С.В., доктор техн. наук, заведующий кафедрой электрооборудования и электротехнологий в АПК, ФГБОУ ВО Белгородский ГАУ.

ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО УСИЛЕНИЮ СВЯЗИ 500 КВ МЕЖДУ ОЭС СИБИРИ И ОЭС УРАЛА ПО РОССИЙСКОЙ ТЕРРИТОРИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧЕТЫРЁХПРОВОДНЫХ ТРЁХФАЗНЫХ ЛИНИЙ

Самородов Г.И. [1], Красильникова Т.Г. [2], Махмудов К.А.[3]
[1]СИБНИИЭ,
[2]Новосибирский государственный технический университет,
[3]ФГБОУ ВО «ДГТУ»

При параллельной работе ЕЭС Казахстана с энергосистемами России из ОЭС Сибири в ОЭС Урала с использованием сети 500 кВ Казахстана и России может быть передано порядка 2000 МВт. При изолированной работе ЕЭС Казахстана с энергосистемами России по линиям 500 кВ, проходящим по российской территории (рисунок 1), может передаваться не более 900 МВт.

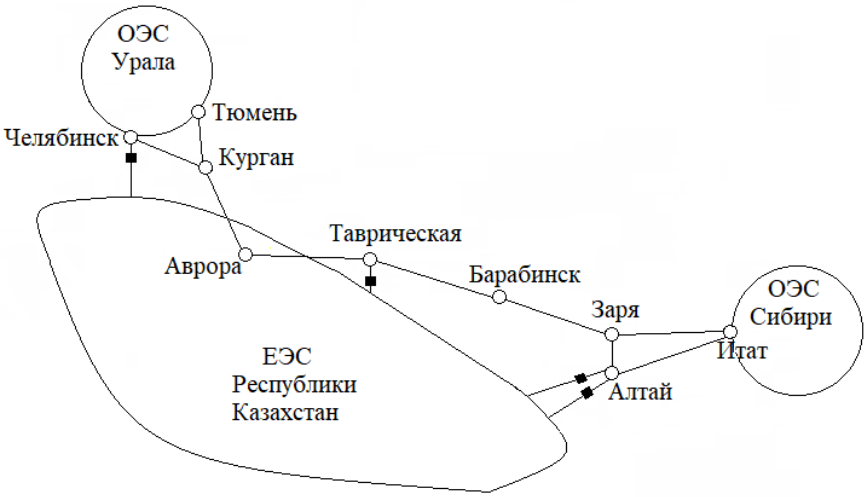


Рис. 1. Исходная схема сети 500 кВ Сибирь-Урал по российской территории при изолированной работе с ЕЭС Казахстана

В случае отказа Казахстана осуществлять транзит через свою территорию необходимо принимать меры по обеспечению энергобезопасности.

Необходимо также иметь в виду, что поскольку линия 500 кВ Таврическая-Аврора-Курган более чем на треть проходит по территории Казахстана, то у казахской стороны имеется возможность разорвать транзит по этой линии путём отключения её на казахской подстанции Аврора и, таким образом, полностью исключить передачу мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Урала.

В будущем политическая конъюнктура в отношениях между Казахстаном и Россией не исключает того, что казахская сторона может перейти к изолированной работе с ЕЭС России. Поэтому вопрос усиления сети 500 кВ, проходящей по российской территории, является насущным и требующим незамедлительного разрешения.

В настоящее время согласно схеме и программе развития ЕЭС России на 2024-2029 годы, утверждённых приказом Минэнерго России, предлагается строительство линий 500 кВ Алтай-Таврическая длиной 770 км и Таврическая-Курган длиной 500 км. На рисунке 2 показан этот вариант усиления имеющейся сети 500 кВ, проходящей по российской территории.

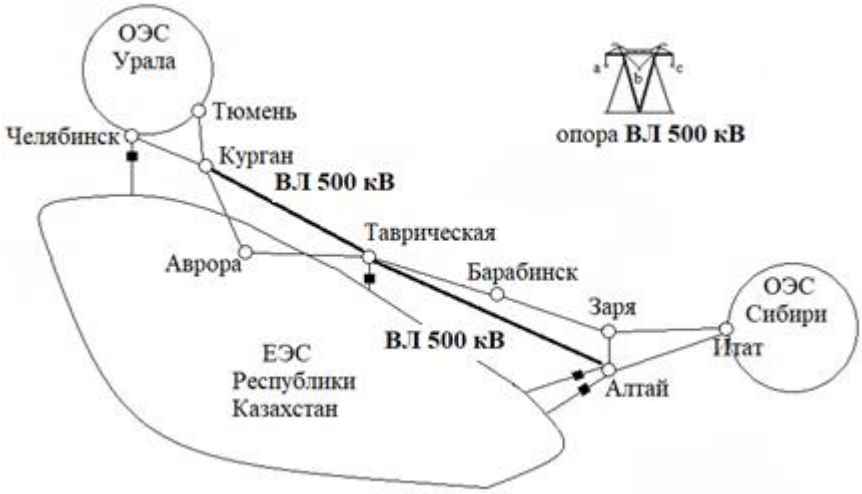
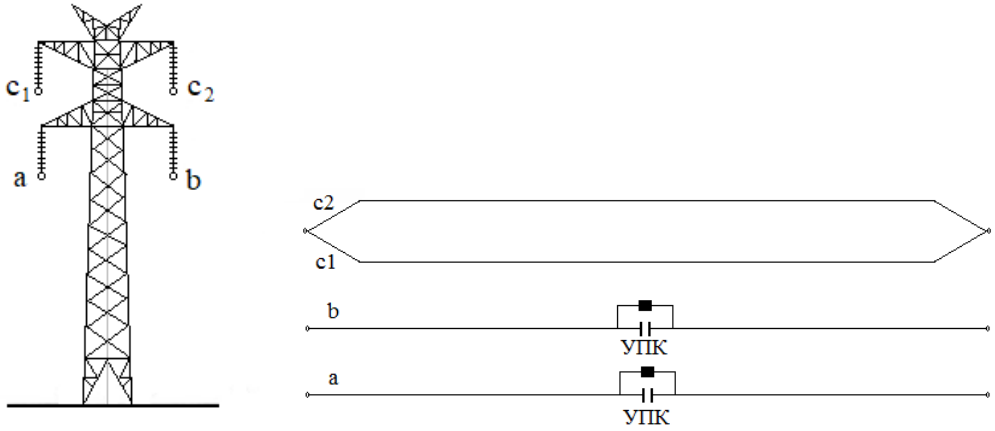


Рис. 2. Схема сети 500 кВ Сибирь-Урал по российской территории, усиленная одноцепными линиями 500 кВ на участках Алтай-Таврическая и Таврическая-Курган, при изолированной работе с ЕЭС Казахстана

В СИБНИИЭ предложен новый тип одноцепных линий высокого и сверхвысокого напряжения, а именно четырёхпроводные трёхфазные линии (ЧТЛ), которые имеют двойную пропускную способность по сравнению с традиционными одноцепными линиями и повышенную надёжность, позволяющую передавать в послеаварийных режимах не менее 50% исходной максимальной мощности, а также повышенную экономичность [1,2]. Указанные результаты достигаются за счёт того, что одна фаза выполняется в виде двух полуфаз, любую из которых в аварийных режимах можно использовать как резервную фазу, а в средней части обычных фаз для симметрирования режима включены установки продольной компенсации (УПК) мощностью 420 Мвар на участке Таврическая-Курган и 620 Мвар на участке Алтай-Таврическая (рисунок 3).

Возможный вариант усиления сети 500 кВ, проходящей по российской территории, с использованием ЧТЛ показан на рисунок 4.



а) б)

Рис. 3. ЧТЛ: а - расположение фаз и полуфаз на опоре; б - схема линии

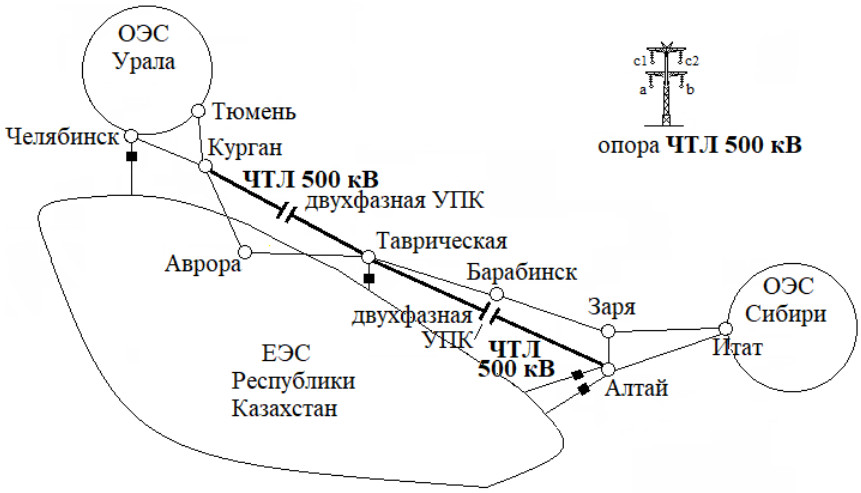


Рис. 4. Схема сети 500 кВ Сибирь-Урал по российской территории, усиленная ЧТЛ на участках Алтай-Таврическая и Таврическая-Курган, при изолированной работе с ЕЭС Казахстана

Для оценки пропускной способности 500 кВ Сибирь-Урал, проходящей по российской территории, при изолированной работе с ЕЭС Казахстана воспользуемся простым приёмом, полагая, что в указанных узлах ОЭС Сибири и ОЭС Урала поддерживается номинальное напряжение, а также и в узле Таврическая. Тогда пропускная способность на участках Итат-Таврическая и Таврическая-Урал оценивается с помощью соотношений

$$P_{И-Т} = \frac{500^2}{X_{И-Т} K_{зап}}, \quad P_{Т-У} = \frac{500^2}{X_{Т-У} K_{зап}}, \quad P_{И-У} = \min(P_{И-Т}, P_{Т-У}),$$

где $X_{И-Т}$ – взаимное сопротивление схемы Итат-Таврическая; $X_{Т-У}$ - взаимное сопротивление схемы Таврическая-Урал; $K_{зап} = 1,2$ - коэффициент запаса по статической устойчивости.

В целом пропускная способность в направлении Сибирь-Урал будет определяться более слабым участком. В таблицах 1-3 приведены пропускные способности на отдельных участках сети 500 кВ и в целом по сети Сибирь-Урал по российской территории для вариантов на рисунках 1-2 и 4. Отмечен также случай, если линия 500 кВ Таврическая-Аврора-Курган будет выведена из работы по инициативе казахской стороны.

Таблица 1. Пропускная способность существующей сети 500 кВ при изолированной работе с ОЭС Казахстана

Участки схемы Пропускная способность	Итат-Таврическая	Таврическая-Урал
На отдельных участках, МВт	930	1170/0*
В целом по сети Сибирь-Урал	930/0*	

*- без линии 500 кВ Таврическая-Аврора-Курган

Таблица 2. Пропускная способность усиленной сети традиционными ВЛ 500 кВ при изолированной работе с ОЭС Казахстана

Участки схемы Пропускная способность	Итат-Таврическая	Таврическая-Урал
На отдельных участках, МВт	1590	2000/1200*
В целом по сети Сибирь-Урал	1590/1200*	

*- без линии 500 кВ Таврическая-Аврора-Курган

Таблица 3. Пропускная способность усиленной сети ЧТЛ 500 кВ при изолированной работе с ОЭС Казахстана

Участки схемы Пропускная способность	Итат-Таврическая	Таврическая-Урал
На отдельных участках, МВт	2000	2700/2170*
В целом по сети Сибирь-Урал	2000/2000*	

*- без линии 500 кВ Таврическая-Аврора-Курган

Как следует из таблицы 3, пропускная способность 2000 МВт, как и в случае параллельной работы с ЕЭС Казахстана, обеспечивается в варианте с ЧТЛ независимо от того, будет ли линия 500 кВ Таврическая-Аврора-Курган в работе.

Как следует из таблицы 2, вариант на рисунке 2 с использованием традиционных линий 500 кВ для сравнения его с вариантом на основе ЧТЛ требует усиления сети на участке Алтай-Таврическая путём сооружения второй цепи, как это показано на рисунке 5.

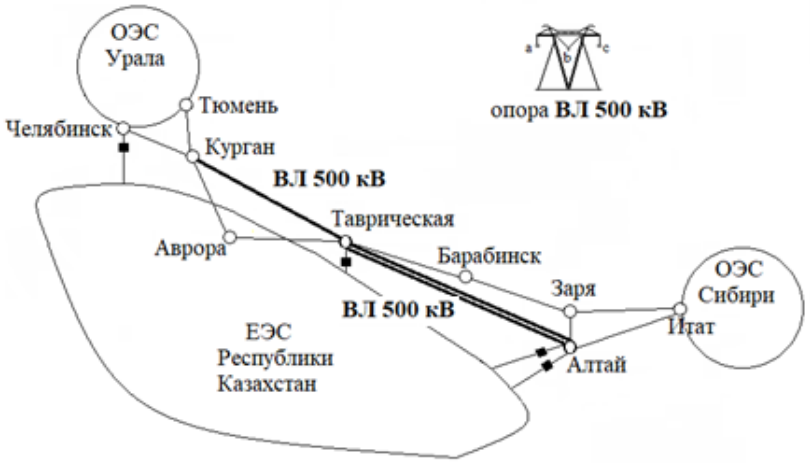


Рис.5 Схема сети 500 кВ Сибирь-Урал по российской территории, усиленная традиционной двухцепной линией 500 кВ на участке Алтай-Таврическая и одноцепной линией 500 кВ на участке Таврическая-Курган, при изолированной работе с ЕЭС Казахстана

Для этого случая в таблице 4 приведены пропускные способности на отдельных участках и в целом по сети 500 кВ Сибирь-Урал, из которой следует, что данный вариант эквивалентен варианту с ЧТЛ при условии, что работа линии 500 кВ Таврическая-Аврора-Курган сохраняется. В случае, если казахская сторона воспрепятствует транзиту мощности по этой линии, потребуется построить звено линии 500 кВ длиной примерно 250 км, обходящее казахскую территорию.

Таблица 4. Пропускная способность сети 500 кВ для схемы на рисунке 5

Участки схемы Пропускная способность	Итат-Таврическая	Таврическая-Урал
На отдельных участках, МВт	2030	2000/1200*
В целом по сети Сибирь-Урал	2000/1200*	

*- без линии 500 кВ Таврическая-Аврора-Курган

Было проведено технико-экономическое сравнение альтернативных вариантов, обеспечивающих пропускную способность на уровне 2000 МВт при изолированной работе с

ЕЭС Казахстана с использованием данных [3, 4]. Капиталовложения в вариант с традиционными линиями 500 кВ (рисунок 5, включающий традиционную двухцепную ВЛ 500 кВ) оказываются в 1,18 раза больше (на 940 млн. руб больше), чем в вариант с ЧТЛ с учётом УПК и 4-го провода (рисунок 4) в случае, когда не придётся сооружать обходное звено на линии 500 кВ Таврическая-Аврора-Курган. В противном случае инвестиции в вариант с традиционными линиями окажутся в 1,35 раза больше (на 1780 млн. руб), чем в вариант с ЧТЛ.

Кроме того надо иметь в виду более высокий уровень надёжности варианта с ЧТЛ, поскольку при наиболее вероятных устойчивых однофазных отказах ЧТЛ позволяет передавать в послеаварийном режиме (60-100)% исходной максимальной мощности, в то время как традиционные линии отключаются полностью.

Заключение

Рассмотрены варианты создания сети 500 кВ между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по российской территории с использованием традиционных линий 500 кВ и четырёхпроводных трёхфазных линий (ЧТЛ) 500 кВ, обеспечивающие пропускную способность на уровне 2000 МВт при изолированной работе с ЕЭС Казахстана, такую же, как и при параллельной работе ЕЭС России и ЕЭС Казахстана без усиления сети 500 кВ по российской территории.

Вариант сети 500 кВ, базирующийся на использовании ЧТЛ, требует для своего воплощения существенно меньших инвестиций, чем вариант на основе традиционных линий 500 кВ, и в послеаварийных режимах характеризуется значительно меньшим снижением передаваемой мощности в случае ликвидации наиболее вероятных устойчивых однофазных повреждений.

Целесообразно выполнить задание на технико-экономическое сравнение вариантов усиления сети 500 кВ по российской территории на базе обычных ВЛ и ЧТЛ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Одноцепная линия сверхвысокого напряжения повышенной пропускной способности /Самородов Г. И., Савотин, О. А., Красильникова Т. Г., Махмудов К. А. – Текст: непосредственный // Электричество: ежемесячный теоретический и научно-практический журнал / Российская академия наук. Отделение энергетики, машиностроения, механики и процессов управления; Российское научно-техническое общество энергетиков и электротехников. – Москва. – 2022. - № 8. - С. 40-48.

2. Перспективный вариант замены отслуживших двухцепных линий 500 кВ в Восточной Сибири / Г. И. Самородов, О. А. Савотин, Н. Л. Новиков, Т. Г. Красильникова. – Текст: непосредственный // Энергия единой сети. – 2022. – № 5-6 (66-67). – С. 36-41.

3. Справочник по проектированию электрических сетей / Файбисович Д. Л., Шапиро И. М., Карапетян И. Г./ Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: ЭНАС, 2009. ISBN 978-5-93196-923-7.

4. Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ. Сборник ФСК УСП 35-750 кВ, утверждённый ОАО «ФСК ЕЭС».

ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО СХЕМЕ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ МЕЗЕНСКОЙ ПРИЛИВНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Кошевой К.Э.
Филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ
Новосибирский государственный технический университет

Мезенская ПЭС располагается в Мезенском заливе Белого моря в Архангельской области. Планируется, что ПЭС будет иметь мощность 8000 МВт и её годовая выработка электроэнергии составит 38,9 млрд. кВт·ч. [1]. Расположение ПЭС выбрано в Мезенской губе в связи с большой высотой приливов, достигающей здесь 10 метров.

В таблице 1 приведено сравнение показателей Мезенской ПЭС и Саяно-Шушенской ГЭС (СШ ГЭС), которое подчёркивает благоприятные показатели Мезенской ПЭС.

Таблица 1. Сравнение главных показателей Мезенской ПЭС и Саяно-Шушенской ГЭС

Максимальная мощность, МВт		Годовая выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч		Число часов использования установленной мощности, ч	
Мезенская ПЭС	СШ ГЭС	Мезенская ПЭС	СШ ГЭС	Мезенская ПЭС	СШ ГЭС
8000	6400	38,9	24	4860	3750

Для выдачи мощности Мезенской ПЭС наиболее подходит напряжение 750 кВ, освоенное в России. Работающие в России линии 750 кВ имеют натуральную мощность порядка 2200 МВт. Линии компактного типа [2], предлагаемые в дальнейшем, имеют натуральную мощность порядка 2600 МВт.

На рисунке 1 представлена схема расположения двухцепной электрической связи 750 кВ от Мезенской ПЭС с примыканием к узлу 750 кВ в районе Калининской АЭС.

Главным показателем электрической связи является её пропускная способность, другими словами допустимая активная мощность, которую можно передать с учётом всех ограничений.

Пропускная способность электрической связи может ограничиваться двумя условиями:

– обеспечением статической устойчивой станции, выдающей мощность в энергосистему через электрическую связь;

– допустимым уровнем напряжения вдоль электрической связи в нормальных режимах.

Пропускная способность, обеспечиваемая двухцепной линией 750 кВ длиной 1000 км при условии поддержания напряжения по её концам, составляет 5200 МВт, что недостаточно для передачи 8000 МВт.

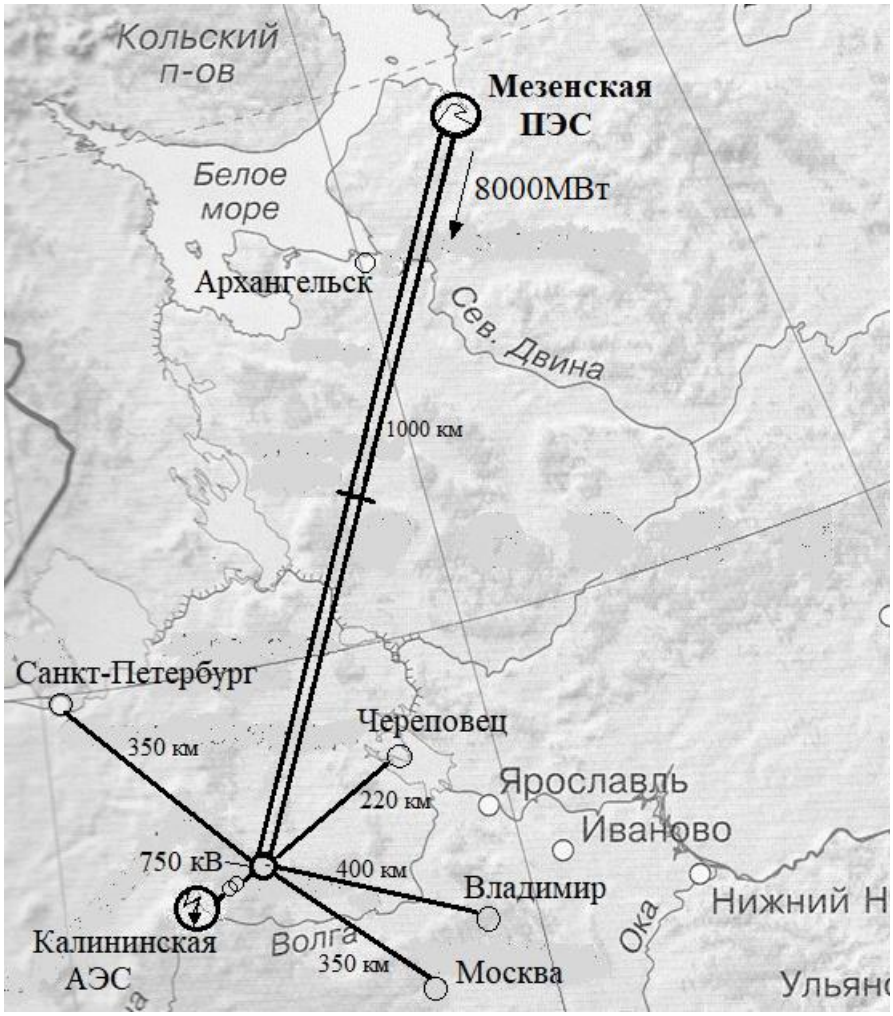


Рис. 1. Расположение электрической связи 750 кВ Мезенская ПЭС – приёмный узел 750 кВ в районе Калининской АЭС

В настоящее время есть два пути повышения пропускной способности электрической связи, а именно использование установок продольной компенсации (УПК), размещаемых в средней части линии, и применение установок шунтирующей компенсации (УШК), поддерживающих постоянный уровень напряжения в средней части линии [3, 4].

На рисунке 2 изображена схема электрической связи Мезенская ПЭС – приёмный узел 750 кВ Единой Европейской ЭС (ЕЕЭС) России при размещении в её средней части УПК со степенью компенсации индуктивного сопротивления линии 39 %, обеспечивающей пропускную способность электрической связи на уровне 8000 МВт.

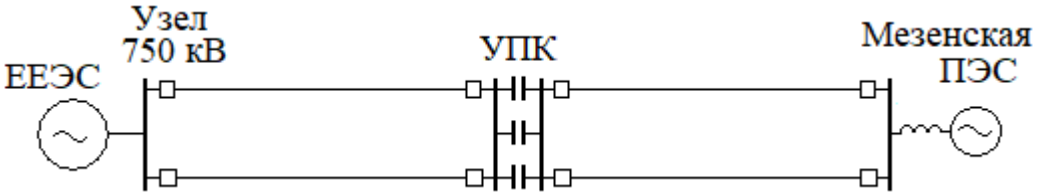


Рис. 2. Электрическая связь Мезенская ПЭС – приёмный узел 750 кВ, оснащённая УПК в её средней части

На рисунке 3 показано распределение напряжения вдоль рассматриваемой электрической связи, из которого следует недопустимый уровень напряжения в месте размещения УПК.

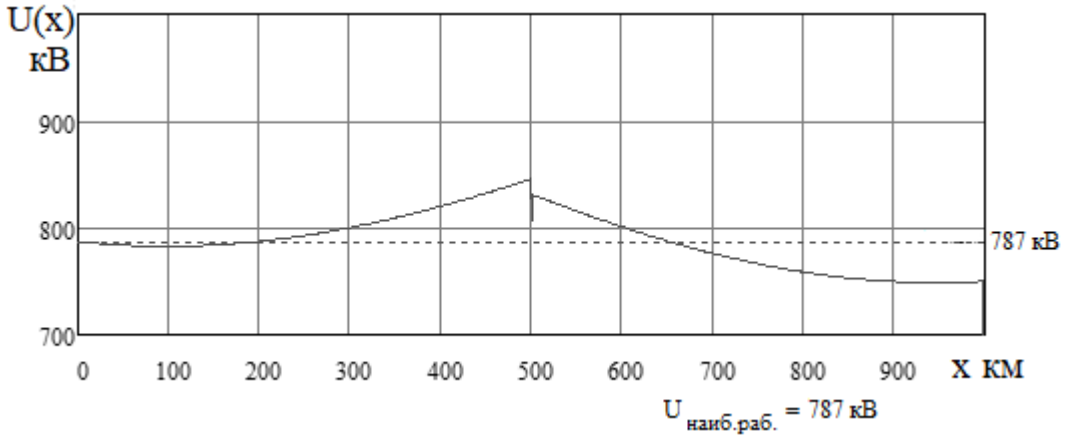


Рис. 3. Распределение напряжения вдоль электрической связи Мезенская ПЭС – приёмный узел 750 кВ в схеме с УПК

Для того чтобы ввести уровень напряжения в допустимую зону, необходимо по концам УПК установить шунтирующие реакторы (ШР), как это показано на рисунке 4.

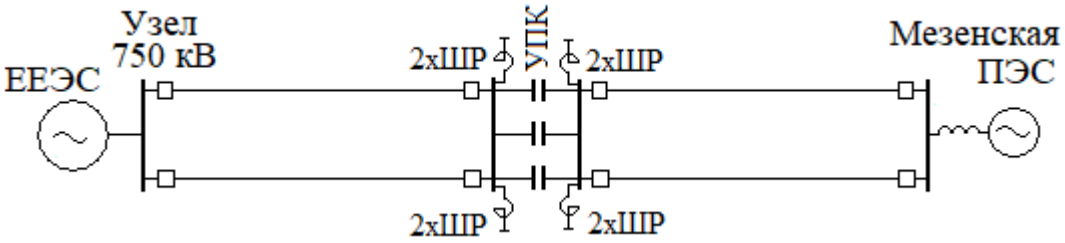


Рис. 4. Электрическая связь Мезенская ПЭС – приёмный узел 750 кВ, оснащённая УПК и ШР в её средней части

На рисунке 5 приведено распределение напряжения вдоль рассматриваемой электрической связи с учётом ШР, из которого следует приемлемый уровень напряжения в месте размещения УПК.

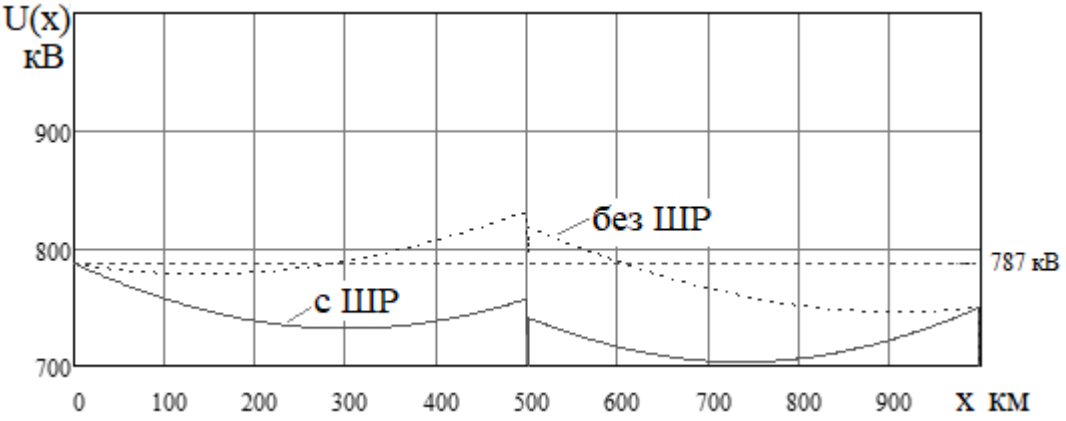


Рис. 5. Распределение напряжения вдоль электрической связи Мезенская ПЭС – приёмный узел 750 кВ в схеме с УПК без учёта и с учётом ШР

Поскольку установка ШР приводит к снижению пропускной способности, то, как показывают расчёты, степень компенсации индуктивного сопротивления линии необходимо увеличить до 42 %.

На рисунке 6 изображена схема электрической связи Мезенская ПЭС – приёмный узел 750 кВ при размещении в её средней части УШК, обеспечивающая пропускную способность на уровне 8500 МВт.

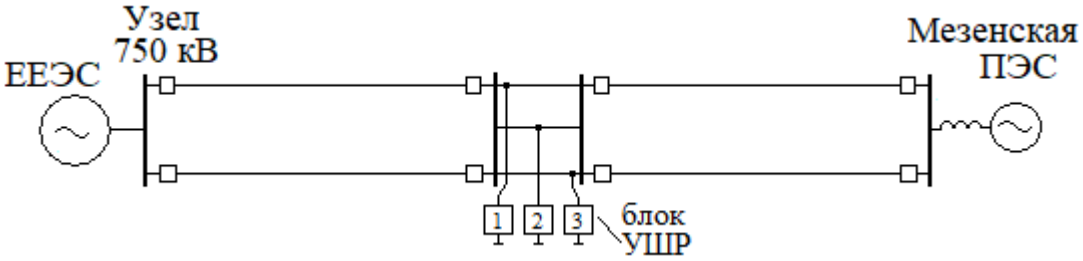


Рис. 6. Электрическая связь Мезенская ПЭС – приёмный узел 750 кВ, оснащённая УШК в её средней части

На рисунке 7 показана принципиальная схема устройства блока УШК, позволяющего обеспечивать заданный режим напряжений в узле при изменении передаваемой мощности.

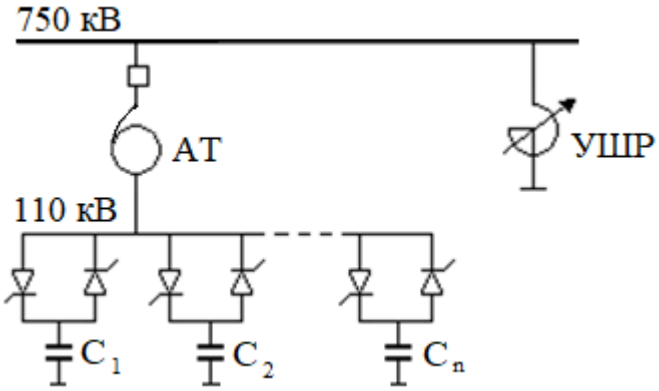


Рис. 7. Блок УШК

На рисунке 8 показано распределение напряжения вдоль рассматриваемой электрической связи в режимах передачи максимальной мощности и холостого хода, из которого следует приемлемый уровень напряжения на линии.

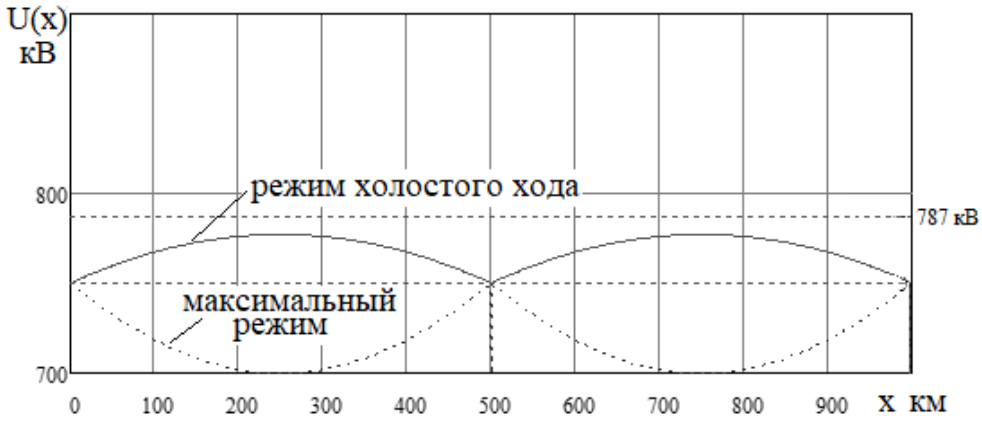


Рис. 8. Распределение напряжения вдоль электрической связи Мезенская ПЭС – приёмный узел 750 кВ в схеме с УШК

В таблице 2 приведены ориентировочные технико-экономические показатели УПК и УШК.

Таблица 2. Сравнение технико-экономических показателей УПК и УШК

Показатели		Тип установки компенсации	
		УПК	УШК
Установленная мощность, Мвар		4360	3750
Удельная стоимость, млн. руб/Мвар		1,0	0,8
Капиталовложения	млрд. руб	4,3	3,0
	%	140	100

Как следует из таблицы 2, предпочтительным вариантом обеспечения необходимой пропускной способности электрической связи Мезенская ПЭС – приёмный узел 750 кВ является использование УШК.

Вывод

Мезенская ПЭС относится к очень экономичному источнику электроэнергии. Для выдачи её мощности в размере 8000 МВт предлагается использовать двухцепную линию 750 кВ компактного типа, оснащённую в её средней части установкой продольной компенсации (УПК) или установкой шунтирующей компенсации (УШК). По предварительной оценке, более предпочтительным является вариант с УШК.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пашин, Е. Проект века: Мезенская приливная электростанция [Электронный ресурс]: / Энергетика и промышленность России – Режим доступа – https://www.eprussia.ru/epr/7/99.htm, свободный.

2. Лысков, Ю.И. Компактные линии электропередачи 330, 500, 750 кВ с опорами «охватывающего» типа. / Ю. И. Лысков, А .И. Курносов, Н. Н. Тиходеев Н.Н. – Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1984, №4.

3. Самородов Г. И. Пропускная способность дальних электропередач с установкой продольной компенсации = Substantiating the capacity of long-distance power transmissions equipped with series capacitive compensation / Г. И. Самородов, Т. Г. Красильникова, К. Э. Кошевой // Электричество. - 2020. - № 3. - С. 12-17. - DOI: 10.24160/0013-5380-2020-3-12-17

4. Кошевой К. Э. Пропускная способность дальних электропередач с установками шунтирующей компенсации = Transmission capacity of long-distance power lines equipped with shunt compensation devices / К. Э. Кошевой, Т. Г. Красильникова. – DOI 10.24160/0013-5380-2024-5-49-56. – Текст : непосредственный // Электричество. – 2024. – № 5. – С. 49–56.

Научный руководитель: Красильникова Т.Г., доктор технических наук, профессор кафедры автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ-НЭТИ

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА В ЗАДАЧЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ ПО ДАННЫМ ПАССИВНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

Востряков М.Ю., Жуйков А.К.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

Введение

Повышение точности расчёта электрических режимов, выполняемых при решении различных технологических задач, может достигаться за счёт воспроизведения поведения узла нагрузки с помощью задания в нём статических характеристик нагрузки (СХН) по напряжению [1]. Наиболее эффективным способом определения СХН по напряжению является проведение активных и пассивных экспериментов [2–5].

Применение активного эксперимента весьма ограничено [4–5], в то время как пассивный эксперимент позволяет получить большие массивы измерений параметров режима, в которых нагрузка представлена во всех своих состояниях [2–4]. Для полученных данных можно использовать различные методы математической статистики [5–7] и машинного обучения [4, 8] с целью получения линейных СХН по напряжению.

Однако определение СХН с помощью пассивного эксперимента обладает рядом недостатков. Из-за малого диапазона изменения напряжения точность определения коэффициентов СХН при проведении пассивного эксперимента будет ниже, чем в случае проведения активного эксперимента [4, 5, 9]. Ещё одним существенным недостатком является влияние реакции сети [10, 11], проявляющееся при случайных изменениях мощности нагрузки. В [10] отмечено, что в пассивном эксперименте из-за влияния реакции сети обычная статистическая обработка данных с построением линий регрессии даёт существенную погрешность, так как линии регрессии перестают совпадать с линейными СХН по напряжению. Кроме того, сами линейные СХН по напряжению менее точно отражают реальное поведение нагрузки при изменении напряжения [1, 3]. В связи с этим актуальной является задача получения более точных – полиномиальных СХН по напряжению на основании измерений, полученных при проведении пассивного эксперимента

В настоящей работе представлена методика определения СХН по напряжению по данным пассивного эксперимента с использованием кластеризации и оптимизационного расчёта. В качестве метода кластеризации использован EM-алгоритм [4, 12], а для определения числа состояний – кластеров – модифицирован алгоритм Сьюгер-Джеймса [13, 14]. Учёт влияния реакции сети представлен с помощью математической модели [11]. Также в работе на практическом примере продемонстрировано применение разработанной методики трёхмерной кластеризации по напряжению U, активной P и реактивной Q мощностям с формированием эллипсоидов рассеивания [12], что позволяет учесть одновременное влияние изменений P и Q на изменение напряжения в узле нагрузки.

Определение числа кластеров

Одним из методов определения количества кластеров в массивах измерений является алгоритм Сьюгер-Джеймса [13, 14].

Несмотря на ряд достоинств алгоритма Сьюгер-Джеймса, он обладает значительными недостатками. Наиболее существенным из них является некорректная работа при плотных массивах измерений, которые имеют визуально различимые подмножества.

Предлагается следующая модификация алгоритма определения числа кластеров. Максимум функции $J(k)$ достигается при значении λ (1):

$$\lambda = \frac{\ln\left(\ln\left(D_k\right)\right) - \ln\left(\ln\left(D_{k-1}\right)\right)}{\ln\left(D_k\right) - \ln\left(D_{k-1}\right)}. \quad (1)$$

Для нахождения точек максимального перегиба кривой $\lambda(k)$ вычисляются значения второй производной $\lambda''(k)$ [15]. Наибольший перегиб функции $\lambda(k)$ будет там, где значение $\lambda''(k)$ принимает наименьшее значение. Предлагается определять количество кластеров *k* по $\lambda(k)$ как число, соответствующее точке наибольшего перегиба графика, уменьшенное на 1: $k_{\text{мет}} = \text{argmin}_k\left(\lambda''(k)\right) - 1$.

Определение линейных СХН по напряжению с помощью кластеризации

Регулирующий эффект нагрузки (угловой коэффициент линейной СХН по напряжению) по активной или реактивной мощности $Z_{1i}^{(\text{лин})}$ для *i*-го выделенного кластера, соответствующего определённому состоянию нагрузки, определяется с помощью кластеризации измерений *U*, *P* и *Q*. Кластеризация измерений выполняется *EM*-алгоритмом для выделения гауссиан из смеси нормальных распределений [4, 11, 12, 16] после определения числа кластеров *k* с помощью разработанного алгоритма максимизации степени трансформации.

Математическая модель влияния реакции сети

Математическая модель, отражающая корреляционную зависимость между *U*, *P* и *Q* и учитывающая влияние реакции сети, представляет собой систему уравнений, которая связывает точки на плоскостях (*U*, *Q*) и (*U*, *P*), соответствующие нормальному распределению при отсутствии реакции сети, с точками при наличии реакции сети

Учёт реакции сети

Для исключения влияния реакции сети для выделенных кластеров выполняются преобразования ковариационной матрицы $\mathbf{K}'$. Полученные значения элементов матрицы **K** отражают естественные зависимости *P* и *Q* от *U* при отсутствии реакции сети.

Отбор кластеров

После вычисления и преобразования параметров кластеров выбираются наиболее значимые из них. Значимость кластера характеризуется весом *w* и определителем ковариационной матрицы |K| [4, 11]. Критерии отбора наиболее значимых кластеров выражаются через формулы (2):

$$w_k \geq w_{\max} - \sigma_w, \ \left|\mathbf{K}_k\right| \leq \left|\mathbf{K}_{\min}\right| + \sigma_{|\mathbf{K}|}, \tag{2}$$

где $w_{\max}$, σ_w – значения максимального веса и среднеквадратичного отклонения весов найденных кластеров соответственно; $\left|\mathbf{K}_{\min}\right|$, $\sigma_{|\mathbf{K}|}$ – значения минимального определителя ковариационной матрицы и среднеквадратичного отклонения определителей ковариационных матриц найденных кластеров.

Итоговые значения коэффициентов линейной модели СХН по напряжению a_0, a_1, b_0, b_1 вычисляются как средневзвешенные значения соответствующих коэффициентов для выбранных *m* кластеров.

Оптимизационный расчёт

Факторы, увеличивающие погрешность при определении полиномиальных СХН, можно устранить с помощью оптимизационного метода множителей Лагранжа [18–20]. В качестве целевой функции используется дисперсия искомой полиномиальной модели СХН от экспериментальных точек, значение которой необходимо минимизировать. Ограничения на оптимизацию представлены на рисунке 1.

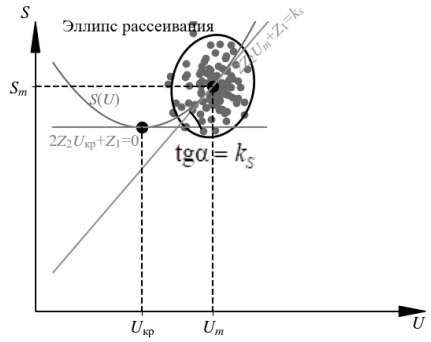


Рис. 1. Ограничения на полиномиальную СХН по напряжению

Напряжение $U_{кр}$, при котором меняется знак регулирующего эффекта нагрузки, удобно представлять в виде доли $u_{кр}$ от $U_{ном}$ узла нагрузки. Тогда общее ограничение $g(u_{кр}, Z_0)$ (3):

$$g(u_{кр}, Z_0) = \frac{k_S \cdot S_{БАЗ}^{(лин)} \cdot U_m^2}{2 \cdot U_{ном} \cdot \left(U_m - u_{кр} \cdot U_{ном}\right)} + \frac{-u_{кр} \cdot k_S \cdot S_{БАЗ}^{(лин)} \cdot U_m}{\left(U_m - u_{кр} \cdot U_{ном}\right)} + Z_0 = S_m. \quad (3)$$

Для реализации оптимизационного расчёта необходимо:

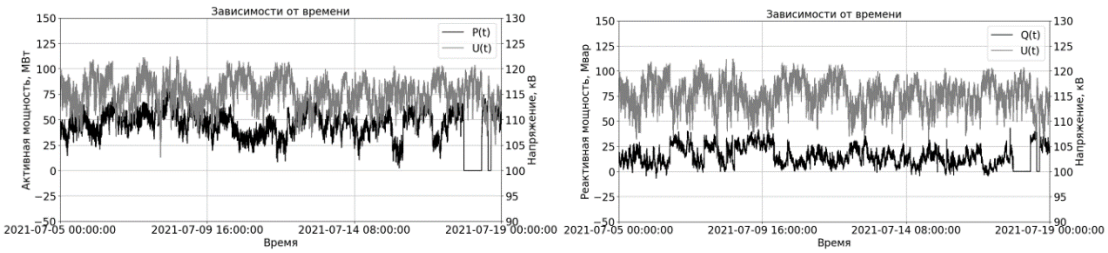
1. Составить функцию Лагранжа $L(u_{кр}, Z_0, \lambda) = \sigma(u_{кр}, Z_0) + \lambda g(u_{кр}, Z_0)$, где λ – множитель Лагранжа.

2. Составить систему уравнений $f(u_{кр}, Z_0, \lambda)$ из приравненных нулю частных производных функции Лагранжа L по переменным $u_{кр}$, Z_0 и λ.

3. Применить итерационный метод расчёта для $f(u_{кр}, Z_0, \lambda)$ и вычислить коэффициенты Z_1 и Z_2, переведя их в относительные единицы.

Апробация методики

Апробация методики будет произведена на измерениях U_i, P_i и Q_i, полученных при проведении пассивного эксперимента для тяговой нагрузки (рис. 3, а), б).



а) б)

Рис. 2. Графики измерений а) $P(t)$ и $U(t)$, б) $Q(t)$ и $U(t)$

На рис. 3, а–д представлены результаты применения модифицированного алгоритма определения числа кластеров на используемых измерениях.

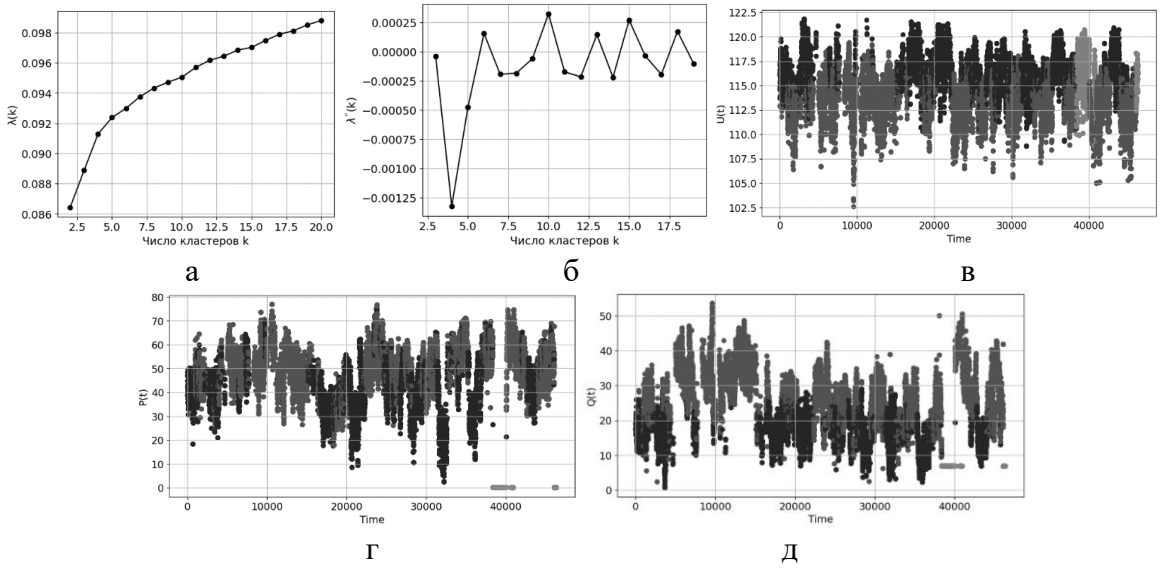


Рис. 3. а) График зависимости $\lambda(k)$; б) график зависимости $\lambda''(k)$; в), г), д) графики зависимости с результатами ЕМ-алгоритма в) $U(t)$, г) $P(t)$, д) $Q(t)$

В результате преобразования параметров кластеров 1, 2 и 3 для учёта реакции сети и отбора наиболее значимого из них выбран кластер 1. Результаты обработки данных и отбора значимых кластеров, приведены на рисунке 4.

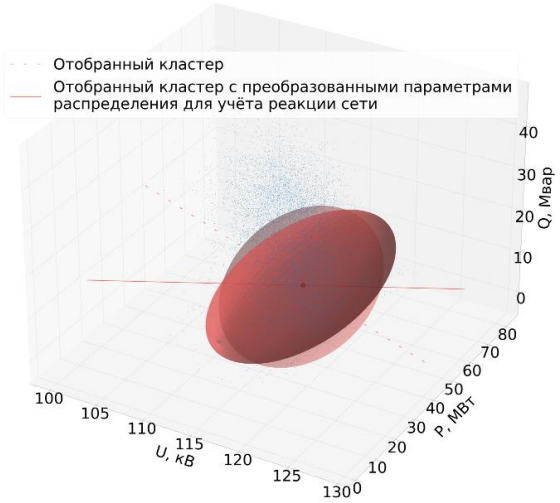


Рис. 4. Результаты обработки измерений и отбора кластеров

Для проверки корректности полученной после оптимизационного расчёта с использованием линейной СХН (рисунок 4) полиномиальной СХН выполнено моделирование УР при последовательном изменении номинальных значений P и Q исследуемого узла с фиксацией расчётных значений P и Q и сравнением результатов, полученным при использовании типовой СХН по напряжению, параметры которой приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Типовая и расчётная СХН по напряжению

СХН	a_2	a_1	a_0	b_2	b_1	b_0
Типовая	0,470	-0,300	0,830	4,300	-7,000	3,700
Расчётная	8,119	-11,370	4,251	-0,809	0,056	1,753

Результаты расчёта электрических представлены на рисунке 6.

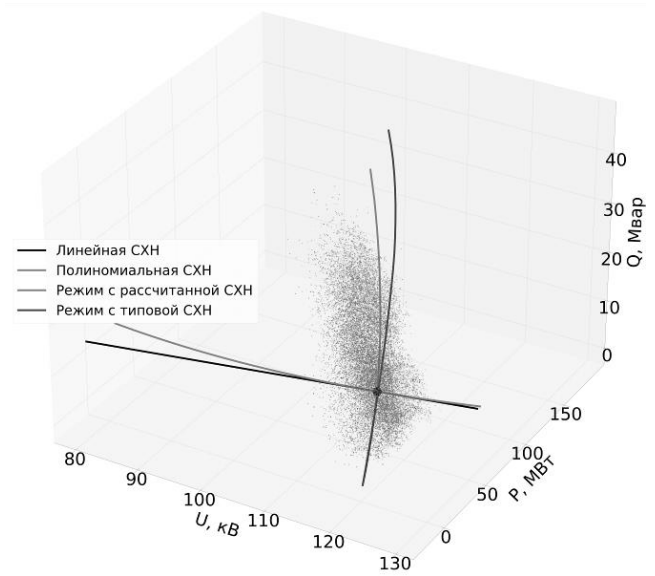


Рис. 5. Результаты расчёта электрических режимов

Сумма квадратов отклонений исходных измерений относительно расчётных точек, делённая на число измерений, составила:

– для расчётной СХН – 17,624 МВ·А^2;
– для типовой СХН – 34,319 МВ·А^2.

Заключение

Предложенная методика определения полиномиальных СХН по напряжению с помощью кластеризации и оптимизационного расчёта для учёта реакции сети позволила получить СХН, обеспечивающую наименьшее отклонение от реальных измерений по сравнению с типовой СХН. Таким образом, расчётная СХН обеспечивает более точное моделирование нагрузки, соответствующее её реальному поведению.

Кроме того, представленная в работе модификация алгоритма Сьюгер-Джеймса позволяет выделить количество кластеров, которое соответствует реально наблюдаемым состояниям электрической нагрузки и происходящим в ней технологическим процессам.

Дальнейшее развитие методики состоит в поиске новых способов определения коэффициентов реакции сети и выполнения оптимизационных расчётов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Milanovic J.V., Yamashita K., Martinez Villanueva S., Djokic S.Z., Korunovic L.M. International industry practice on power system load modeling. IEEE Transactions on Power Systems, 28 (3), pp. 3038–3046.

2. Тавлинцев А.С., Суворов А.А. Статистически равновесные состояния нагрузки в задаче идентификации статических характеристик нагрузки. Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. Т. 17, № 2, с. 23–28. – 2017. DOI: 10.14529/power170203

3. Dmitriev S.A., Semenenko S.I., Suvorov A.A. Complex load bus static load characteristics determination using passive experiment method. In Proceedings – 2018 17th International Ural Conference on AC Electric Drives, ACED 2018. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. Vol. 2018-April, pp. 1-6. – 2018. https://doi.org/10.1109/ACED.2018.8341711

4. Pankratov A.V., Batseva N.L., Polyakova E.S., Tavlintsev A.S., Lapatin I.L., Lipnitskiy I.Y. Application of expectation maximization algorithm for measurement-based power system load modeling. In 2019 International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON), April 2019, pp. 1–5.

5. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Об определении характеристик нагрузки по напряжению методом пассивного эксперимента // Электричество. №2. с. 21-24. – 1972.

6. Karpio K., Łukasiewicz P., Nafkha R. Regression Technique for Electricity Load Modeling and Outlined Data Points Explanation. International Multi-Conference on Advanced Computer Systems, ACS 2018. Advances in Intelligent Systems and Computing, vol. 889, pp. 56–67. – 2018.

7. Коновалов Ю.С, Кугелевичус И.Б. О возможности определения статических характеристик нагрузки методами математической статистики // Электричество. №3. с. 11-13. – 1968.

8. Chen F., Liu H.-T., Huang Z., Zhang X.-J. Probabilistic load model based on improved k-means clustering algorithm. Dianli Xitong Baohu yu Kongzhi/Power System Protection and Control. vol. 41. pp. 128-133. – 2013.

9. Методика идентификации статических характеристик нагрузки по результатам активного эксперимента / Ю.В. Хрущев, А.В. Панкратов, Н.Л. Бацева, В.И. Полищук, А.С. Тавлинцев // Известия Томского политехнического университета. 2014. Т. 325. № 4. С. 164-175.

10. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчётах устойчивости энергосистем и надёжности электроснабжения промышленных потребителей. М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. 246 с.

11. Панкратов А.В., Жуйков А.К., Шувалова А.А., Полищук В.И. Определение статических характеристик нагрузки по напряжению по данным пассивного эксперимента с учётом реакции сети // ЭС и К. 2021. №2 (51). – с. 4–10.

12. Воронцов К. В., Потапенко А. А. Модификации EM-алгоритма для вероятностного тематического моделирования // Машинное обучение и анализ данных. 2013. Т. 1. № 6. С. 657–686.

13. Sugar C., James G. Finding the number of clusters in a data set: An information theoretic approach // J. of the America Statistical Association. 2003. No. 98. p. 750–763.

14. Шалымов Д. С. Рандомизированный метод определения количества кластеров на множестве данных // Научно-технический вестник СПбГУ ИТМО. 2009. № 5. с. 111–116.

15. Бахвалов Н.С., Жидков Н.П., Кобельков Г. М. Численные методы. – 3-е изд., доп. и перераб. – Москва: БИНОМ. Лаборатория знаний. 2004. 636 с.

16. Бацева Н. Л. Программное обеспечение для определения модели нагрузки по массивам измерений пассивного эксперимента / Н. Л. Бацева, А. В. Панкратов, А. К. Жуйков // XXI век: итоги прошлого и проблемы настоящего плюс. – 2022. – Т. 11, № 3 (59) . – с. 51-56.

17. Гук О.М., Одинцов М.В., Севастьянова А.В., Смоловик С.В. Исследование возможности применения числового значения определителя матрицы Якоби для анализа статической устойчивости энергосистем // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. 2012. №3-4, С. 55-59.

18. Trench W.F. The Method of Lagrange Multipliers. Research Gate.

19. Givens G.H., Hoeting J.A. Computational Statistics. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons. pp. 24–58. – 2013.

20. Hansbo P., Lovadina C., Perugia I., Sangalli G.A. Lagrange multiplier method for the finite element solution of elliptic interface problems.

Научный руководитель: Бацева Н. Л., кандидат технических наук, доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ВЫДАЧИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ

Пичугина Е.В., Прохоров А.В.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Согласно отчётам о фактических режимах работы возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в отношении которых заключены договоры о предоставлении мощности (ДПМ ВИЭ) за 2023 год, в Единой энергетической системе (ЕЭС) России зафиксированы факты ограничения мощности ВИЭ. Ввод ограничений мощности ВИЭ приводит к снижению коэффициента использования их установленной мощности (КИУМ), что в итоге может привести к увеличению стоимости электроэнергии в дефицитных частях энергосистемы и к снижению экономической эффективности использования ВИЭ.

Обзор зарубежного опыта показал, что известны различные подходы к определению объёма ограничений, вводимых в отношении отдельных регулирующих электростанций (РЭС). В большинстве случаев, приоритетами, которыми руководствуются диспетчерские центры, являются – минимизация суммарного объёма вводимых ограничений и недискриминационность подходов по отношению к участникам рынка электроэнергии. В то же время, недостаточно внимания уделяется автоматизации решения данной задачи.

Введение

При относительно небольшой доле возобновляемой генерации в ЕЭС России, в некоторых схемно-режимных ситуациях вынуждено выдаются команды на разгрузку ВИЭ. На рисунке 1 показаны объёмы ограничений мощности за 2023 год [1].

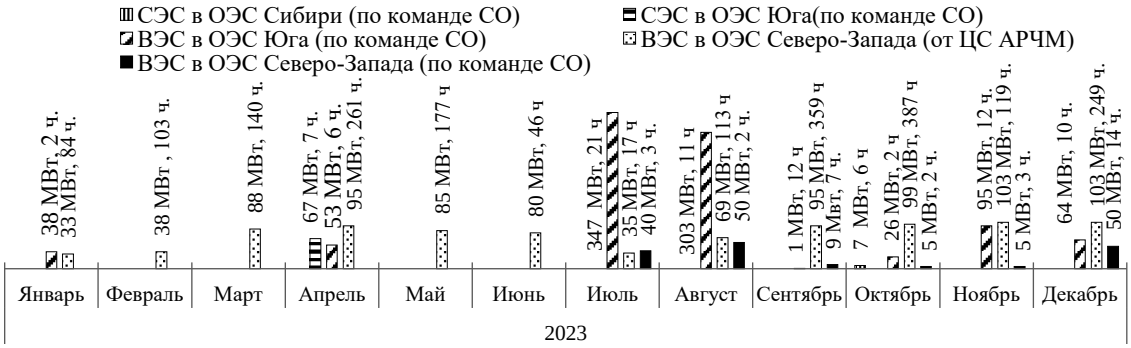


Рис. 1. Объёмы ограничений мощности за 2023 год

В статье [2] рассмотрен международный опыт ограничения выдачи мощности ВИЭ в сеть и выявлены причины ввода ограничений:

– недостаточная пропускная способность электропередачи при работе тепловых электростанций на технологическом минимуме или гидроэлектростанций в условиях паводка;

– снижение напряжения ниже допустимого уровня;

– сохранение динамической устойчивости.

В ЕЭС России основной причиной ограничения мощности ВИЭ является недостаточная пропускная способность электрической сети.

Обзор методов ограничения мощности ВИЭ

В работах [3-6] выполнен анализ различных методов оценки ограничений мощности ВИЭ, основанных на принципах поддержания КИУМ и недискриминационности по отношению к участникам рынка электроэнергии. Авторы выделяют в качестве наиболее эффективных следующие методы: пропорционального сокращения, равных сокращений, равных остатков и «кругового перебора».

Анализ указанных методов показал, что они не учитывают эффективность разгрузки контролируемого сечения (КС) при снижении мощности ВИЭ, что приводит к увеличению расходования резерва ВИЭ на разгрузку. Это, в свою очередь, приводит к дополнительному снижению КИУМ ВИЭ. Поэтому в данной работе была выполнена модификация методов – добавлено ранжирование СЭС по эффективности и определение требуемого суммарного объёма разгрузки с учётом эффективности, что позволило снизить объем расходования резервов. Следует отметить, что рассмотренные методы используются для оперативного управления режимом, поэтому ограничения для каждой РЭС задаются последовательно пока не достигается цель регулирования. Это позволяет минимизировать число задействованных объектов ВИЭ, что упрощает задачу управления, но снижает эффективность регулирования.

Авторами [7] разработана система онлайн расчёта коэффициентов долевого участия (КДУ) РЭС, подключённых к АРЧМ, в текущей схемно-режимной ситуации, в том числе при решении задачи автоматического ограничения перетока. Посредством оптимизационных расчётов, в ходе которых в расчётной модели изменяется мощность РЭС, система определяет КДУ, при которых достигается цель регулирования (1).

$$f(P_{\text{ген}}) = \sum_{i=1}^{N} w_i \cdot f_i(P_{\text{ген}}) \tag{1}$$

где w_i – весовые коэффициенты, определяющие важность отдельных критериев; $f_i(P_{ген})$ – компоненты целевой функции; N – количество компонентов целевой функции.

В рамках данной работы интерес представляют следующие компоненты целевой функции:

Изменение перетока в «основном» КС:

$$f_1(P_{\text{ген}}) = \left|P_{\text{кс}} - \left(P_{\text{кс}_{\text{исх}}} - \Delta P_{\text{огр}}\right)\right| \tag{2}$$

где $P_{кс}$ – загрузка КС на текущей итерации расчёта; $P_{кс_{исх}}$ – начальная загрузка КС; $\Delta P_{огр}$ – целевое изменение перетока в КС.

Минимизация использования резервов РЭС:

$$f_2(P_{\text{ген}}) = \left|k_a \cdot (P_{\text{ген}} - P_{\text{ген}_{\text{исх}}})^n\right| \tag{3}$$

где k_a – коэффициенты, соответствующие располагаемому объёму резервов; $P_{ген}$ – загрузка электростанции на текущей итерации; $P_{ген_{исх}}$ – начальная загрузка электростанции; n – положительная константа для равномерного расходования резервов мощности.

Минимизация отклонения перетока в «дополнительном» КС:

$$f_3(P_{\text{ген}}) = \left|P_{\text{кс}_{\text{доп}}} - P_{\text{кс}_{\text{мдп}}}\right| \tag{4}$$

где $P_{\text{кс}_{\text{доп}}}$ – загрузка «дополнительного» КС на текущей итерации расчёта; $P_{\text{кс}_{\text{мдп}}}$ – МПД «дополнительного» КС.

В процессе оптимизации алгоритм подбирает значения мощностей РЭС $P_{\text{ген}}$ так, чтобы минимизировать разницу между фактическим $P_{кс}$ и целевым значением перетока в КС (2) за счёт использования меньшего объёма резервов (3). При этом фактические величины резервов РЭС учитываются с помощью масштабирующих коэффициентов k_a, вычисляемых одним из трёх методов:

– const – коэффициенты не зависят от объёмов резервов РЭС.

– tanh – при таком подходе отдаётся предпочтение РЭС, имеющим резерв на разгрузку больше определённой величины.

– linear – ограничения вводятся пропорционально доступным резервам на разгрузку. В отличии от метода пропорциональных сокращений, учитывается эффективность разгрузки станций.

Вычислительные эксперименты

Для выполнения экспериментов была разработана перспективная расчётная модель (ПРМ) 2028 года энергосистемы Забайкальского края. В ПРМ учтена загрузка перспективных СЭС по активной мощности на основе ретроспективных данных о солнечной радиации.

Для решения задачи ограничения перетока в КС в ПРМ рассмотрен режим, который соответствует минимуму тепловой генерации, минимуму потребления и максимуму выработки СЭС. В режиме зафиксировано два случая перегрузки КС: КС-1 величиной 69 МВт и КС-2 величиной 50 МВт. Расположение СЭС Забайкальского края относительно перегруженных КС показано на рисунке 2.

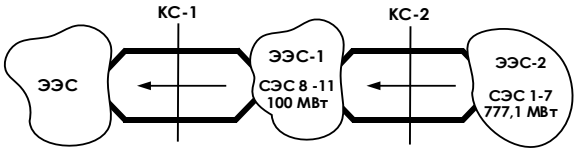


Рис. 2. Расположение СЭС относительно перегруженных КС

С помощью ПО из [7] проведены следующие эксперименты:

1. Ограничение перетока КС-1 и минимизация использования резервов СЭС.
2. Ограничение перетока КС-1, минимизация использования резервов СЭС и контроль перетока в КС-2.
3. Ограничение перетока КС-2, минимизация использования резервов СЭС и контроль перетока в КС-1.

Также выполнен эксперимент 2 для методов из [2-5]. Результаты представлены для наиболее эффективных методов: пропорционального сокращения (Prop), равных сокращений (Eql) (таблица 1). Для каждого метода указан суммарный объём разгрузки, перетоки по КС и общая эффективность регулирования (α).

Таблица 1. Результаты экспериментов

№	Метод	Объём разгрузки, МВт	Переток КС-1, МВт (МДП 215 МВт)	$\alpha_{\text{КС}-1}$, о.е.	Переток КС-2, МВт (МДП 237 МВт)	$\alpha_{\text{КС}-2}$, о.е.
1	const	73,34	214,99	0,94	255,97	0,90
	tanh	75,93	214,99	0,91	231,69	0,92
	linear	76,71	214,99	0,90	227,17	0,91
2	const	75,82	214,99	0,91	236,97	0,91
	tanh	77,03	214,99	0,90	225,41	0,91
	linear	76,81	214,99	0,90	227,13	0,91
	Prop	79,74	213,66	0,88	223,94	0,90
	Eql	83,62	211,19	0,87	211,19	0,91
3	const	76,08	215,14	0,91	236,99	0,88
	tanh	75,94	214,89	0,91	236,99	0,89
	linear	75,69	215,11	0,91	236,99	0,89

На рисунках 3 и 4 для сравнения представлены распределения ограничений между СЭС в долях от суммарного объёма ограничений.

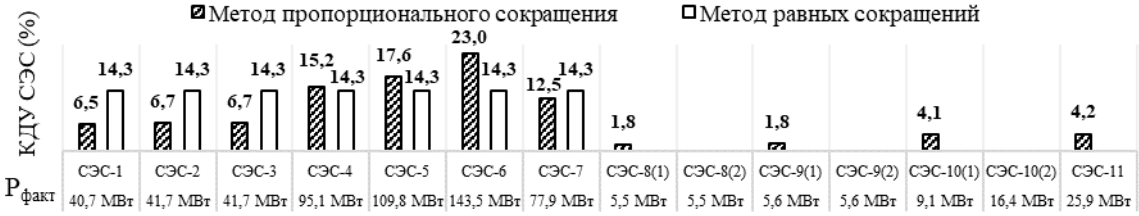


Рис. 3. Величины КДУ СЭС (эксперимент 2)

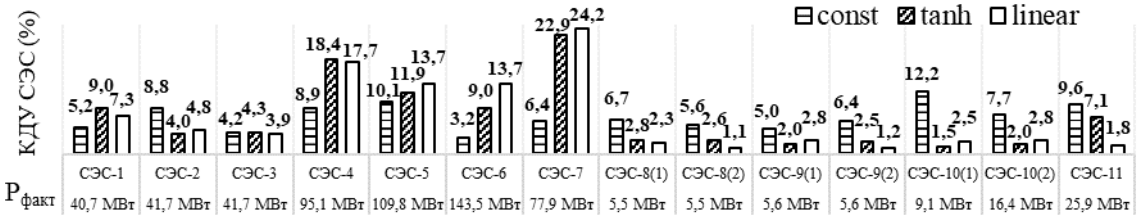


Рис. 4. Величины КДУ СЭС в результате оптимизационного расчёта при разных методах учёта доступных резервов на разгрузку (эксперимент 2)

В результате получено, что методы, применяемые за рубежом, требуют большего снижения мощности, и ввиду последовательного ввода ограничений чрезмерно снижают переток в КС. Метод const в экспериментах 1 и 2 обеспечивает минимальную разгрузку СЭС, так как задействует наиболее эффективные РЭС. В эксперименте 3, ввиду того что приоритет отдаётся разгрузке КС-2 (больший вес в целевой функции), задействуются менее эффективные по отношению к КС-1 РЭС. При этом во всех случаях учитываются располагаемые резервы СЭС, что позволяет поддерживать КИУМ на более высоком уровне.

Согласно рисунку 4, в рассматриваемой схемно-режимной ситуации при использовании метода const наиболее эффективны СЭС-10 (1), СЭС-11, СЭС-5, СЭС-4, СЭС-2 – КДУ выше 8 %. Следовательно, указанные СЭС получат большее снижение КИУМ. Методом tanh для СЭС, загруженных выше 50 МВт (СЭС-4, СЭС-5, СЭС-6, СЭС-7) КДУ рассчитано только с учётом эффективности снижения перетока в КС-1. Для остальных объектов СЭС алгоритм учитывает, что фактический резерв мал, и КДУ станций занижается. При использовании метода linear в наибольшей степени задействованы РЭС с высоким объёмом резерва (СЭС-6, СЭС-5, СЭС-4, СЭС-7). Однако, алгоритм выбирает объекты не только по величине располагаемого резерва, но и учитывает влияние РЭС на переток в КС.

Заключение

В результате автоматизированного расчёта, наименьшие значения объёмов требуемой разгрузки получены при ограничении перетока в одном сечении и отборе РЭС только по их эффективности. При необходимости ограничения перетоков одновременно в двух КС, объем суммарной разгрузки станций возрастает, так они имеют разный характер и эффективность влияния на переток в сечениях. При этом качественное решение такой задачи может быть обеспечено только при его автоматизации и постановке в виде задачи оптимизации. Известные из литературы методы ограничения мощности ВИЭ во всех случаях дают худший результат, что выражается в увеличении общего объёма вводимых ограничений, отсутствии возможности избежать дискриминации отдельных электростанций, избыточной разгрузке КС.

Таким образом, онлайн расчёт объёма ограничений способствует повышению КИУМ ВИЭ, однако, требуется его дальнейшее исследование с учётом переменного характера выработки ВИЭ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Информация о фактическом режиме работы объектов ДПМ ВИЭ. АО «СО ЕЭС». URL: https://www.so- ups.ru/functioning/markets/surveys/renewable/2023/.

2. Bird, L., et al. Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. Renew. Sustain. Energy Rev. 2016, 65, 577–586.

3. Robu, V., Früh, W.G., Andoni, M. Strategic decision-making on low-carbon technology and network capacity investments using game theory.2020. URL: http://hdl.handle.net/10399/4382.

4. Sedzro, K. S., et al. (2021). Evaluating the Curtailment Risk of Non-Firm Utility-Scale Solar Photovoltaic Plants under a Novel Last-In First-Out Principle of Access Interconnection Agreement. Energies. 14. 1463.

5. Bird, L., Cochran, J., Wang, X. Wind and solar energy curtailment: experience and practices in the United States. 2014. URL: https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf

6. S. Alyami, C. Wang, «Renewable Curtailment Fairness in Distribution Networks: Application of Division Rules» 2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Denver, CO, USA, 2022, pp. 1-5.

7. Е. А. Цыденов, А. В. Прохоров, Автоматическое управление выработкой активной мощности ветроэлектростанций в условиях ограничений пропускной способности сети // Электроэнергия. Передача и распределение. — 2022. — № 4. — [С. 28-36].

Исследование поддержано в рамках программы Томского политехнического университета (ПИШ-НИР-2024-007).

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ УСКОРЕНИЯ АНАЛИЗА ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Умаров Г.Е., Прохоров А.В.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Анализ динамической устойчивости генераторов электростанций требует значительных временных затрат, так как в настоящее время основывается на использовании моделей энергосистем большой размерности, представленных системами нелинейных дифференциальных уравнений, для решения которых применяются численные итерационные методы (метод Рунге-Кутты в ПК «Rustab»)

Длительность расчёта электромеханических переходных процессов влияет на время решения задач, выполняемых технологом в ПК Rustab, а также на время исполнения автоматизированных алгоритмов ИУС – ЦСПА и СМЗУ, где продолжительность расчётных циклов ограничена.

За рубежом для анализа динамической устойчивости (ДУ) энергосистем активно исследуется применение искусственные нейронные сети (ИНС). ИНС используются для классификации случаев нарушения устойчивости [1], адаптивного обнаружения нарушения синхронизма генераторов [2] и прогнозирования характера изменения параметров электромеханического переходного процесса (ЭМПП) [3].

Для сокращения времени расчёта переходных процессов предлагается использование алгоритмов прогноза временных рядов на базе LSTM-нейронных сетей [4]. Степень сокращения времени расчёта зависит от того, какую часть переходного процесса необходимо воспроизвести в программном комплексе для получения корректного прогноза, так как непосредственное прогнозирование временного ряда с помощью ИНС занимает доли секунды (около 330 мс).

Формализация алгоритма моделирования ЭМПП

Для моделирования ЭМПП с учётом действия противоаварийной автоматики был формализован алгоритм, функциональная блок-схема реализации которого представлена на рисунке 1.

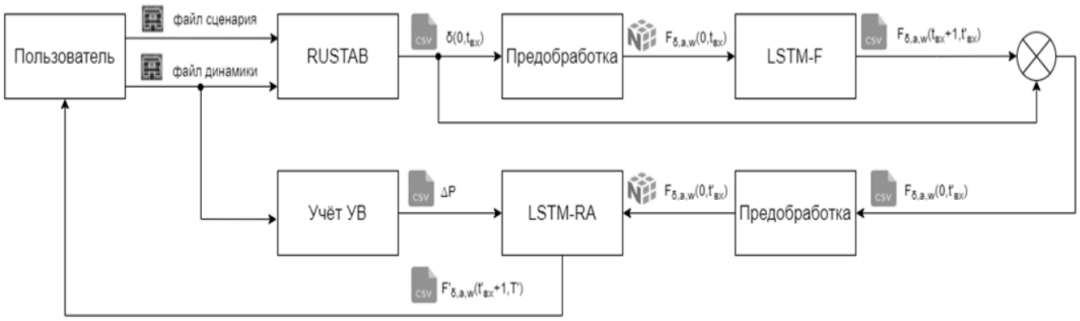


Рис.1. Упрощённая структура процесса моделирования ЭМПП с помощью ИНС

Алгоритм состоит из следующих основных этапов:

1. Моделирование ЭМПП в ПК «Rustab». С использованием динамической модели ЭЭС производится расчёт взаимного угла генераторов δ посредством численного решения дифференциальных уравнений движения от момента возникновения возмущения (t=0) до момента времени $t_{вх}$ – равного длине окна наблюдения, принятой на этапе обучения нейронной сети. На выходе получаем временной ряд $\delta = \delta_{0...tвх}$ в формате csv.

2. В блоке «Предобработка» осуществляется преобразование временного ряда δ в формат DataFrame, производится расчёт первой (ω) и второй производной (α) целевого признака δ и формирование массива данных F (Features).

3. Подготовленный массив данных F подаётся на вход ИНС LSTM-F, которая прогнозирует тренд изменения целевых признаков после ликвидации возмущения в пределах от $t_{вх+1}$ до момента времени T, определяющего границу окна прогнозирования LSTM-F. На выходе получаем массив спрогнозированных данных $F_{пр}$ в формате csv.

4. Объединение массивов F и части массива $F_{пр}$ до момента времени $t'_{вх}$ (граница окна наблюдения LSTM-RA) для получения массива F+ $F_{пр}$.

5. Формирование в блоке «Учёт УВ» целевого признака ΔP, который характеризует изменение суммарной мощности станции после ввода управляющего воздействия (УВ). Для этого из ПК «Rustab» извлекается величина суммарной мощности станции в доаварийном режиме $P_{д/ав}$, затем вводятся объем УВ и время его реализации, заданные технологом.

6. Подготовленный массив данных F+ $F_{пр}$ и целевой признак ΔP подаются на вход LSTM-RA, которая прогнозирует тренд изменения целевых признаков после ввода УВ в пределах от $t'_{вх}$ до момента времени T', определяющего границу окна прогнозирования LSTM-RA. На выходе получаем массив спрогнозированных данных F'пр в формате csv.

Апробация алгоритма на примере Богучанской ГЭС

Расчёты выполнены на примере для одного из генераторов Богучанской ГЭС, при этом принимается, что обученная ИНС будет адекватна и для остальных генераторов того же типа. В качестве опорной оси для расчёта взаимного угла генератора Богучанской ГЭС использовался вектор ЭДС генератор Красноярской ГЭС, как наименее электрически удалённой станции.

В целях формирования выборки, наиболее полно описывающей границы динамической устойчивости для обучения модели LSTM-F было сформировано 60 файлов исходных режимов, с учётом диапазона изменения влияющих факторов, представленных в таблице 1, и 40 сценариев возмущений (короткие замыкания с действием основной защиты и действием УРОВ).

Таблица 1. Диапазон изменения факторов, влияющих на границу динамической устойчивости

Влияющий фактор	Диапазон изменения	Шаг
Потребление Кодинской ГПП	20 – 110 МВт	10 МВт
Потребление БоАЗ	465 – 490 МВт	5 МВт
Переток в КС «Тайшет, Ангара – Запад»	2000 – 2400 МВт	100 МВт
Уровень напряжения на шинах 500 кВ Богучанской ГЭС	525 – 520 кВ	1 кВ
Состояние СКРМ на Богучанской ГЭС	0/1	-
Загрузка генерирующего оборудования Богучанской ГЭС	283 – 333 МВт	10 МВт

Переходный процесс был смоделирован для всех комбинаций режимов и сценариев, что позволило сформировать набор данных из 2400 временных рядов. Из этих данных были созданы обучающая, валидационная и тестовая выборки в соотношении 70:10:20.

Для модели машинного обучения заданы следующие параметры: максимальное количество итераций (1500 эпох), количество слоёв LSTM (3), размер скрытого слоя (128), длина окна наблюдения (300 мс) и окна прогноза (900 мс). Влияние объёма набора данных на качество прогноза представлено в таблице 2.

Таблица 2. Влияние объёма набора данных на качество прогноза и длительность обучения ИНС

Объём набора данных	Объём обучающей выборки	MAE	Время обучения ИНС, ЧЧ:ММ:СС
500	392	0,24	4:00.21
750	525	0,22	5:23.31
1000	700	0,21	6:56.92
1500	1050	0,23	11:37.36
1250	875	0,23	8:22.94
1500	1050	0,23	11:37.36

Так как процесс обучения ИНС автоматизирован и не требует участия специалиста, то для дальнейших расчётов выбран объем выборки данных равный 1000 временных рядов, для которого получено наименьшее значение средней абсолютной ошибки MAE.

Для обучения LSTM-RA были выбраны комбинации режимов и сценариев, в которых наблюдалось нарушение устойчивости. В сценарии был добавлен последовательный ввод ОГ различных ступеней АПНУ. Таким образом, был сформирован набор данных из 721 временного ряда, но для предотвращения переобучения объем данных был сокращён до 600 временных рядов, чтобы соблюсти соотношение устойчивых случаев к неустойчивым в обучающей выборке.

Параметры модели для LSTM-RA приняты аналогично LSTM-F, за исключением длины окна наблюдения — 400 мс и окна прогноза —1000 мс.

Обученные модели показали приемлемую точность прогнозов и соблюдение тренда нарушения или сохранения устойчивости для всех случаях тестовой выборки.

Демонстрация работы алгоритма моделирования переходных процессов

В качестве примера рассмотрим результаты, полученные для одного из случаев тестовой выборки: значение влияющего фактора в доаварийном режиме — переток 1600 МВт в КС «Тайшет, Ангара – Запад» и возмущение — двухфазное короткое замыкание на землю на КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара № 1 вблизи Богучанской ГЭС с отказом выключателя и действием УРОВ. Использование LSTM-F позволило сократить время определения факта нарушения устойчивости на 73,07% (со 111 с до 30 с). Результаты прогноза с использованием LSTM-F представлены на рисунке 2.

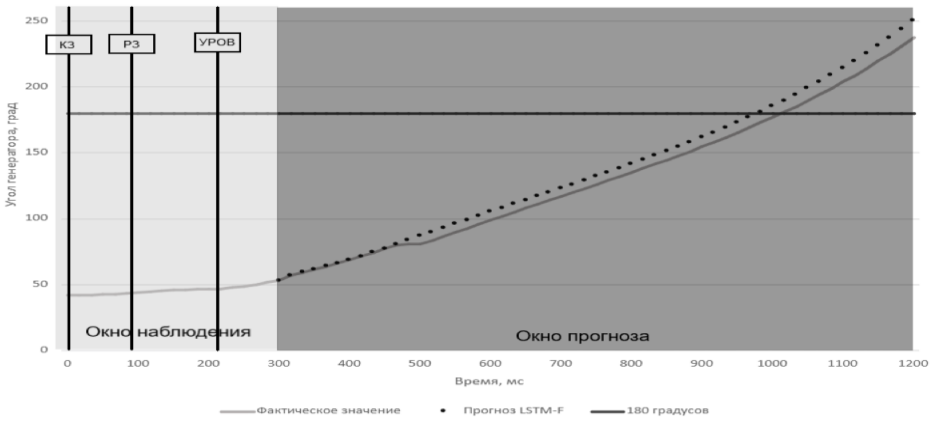


Рис.2. Прогноз LSTM-F (нарушение устойчивости)

Использование LSTM-RA для случая с отключением одного генератора БоГЭС позволило сократить время определения факта нарушения устойчивости на 69,87% (с 1327 с до 40 с). Результаты для LSTM-RA при нарушении устойчивости представлены на рисунке 3.

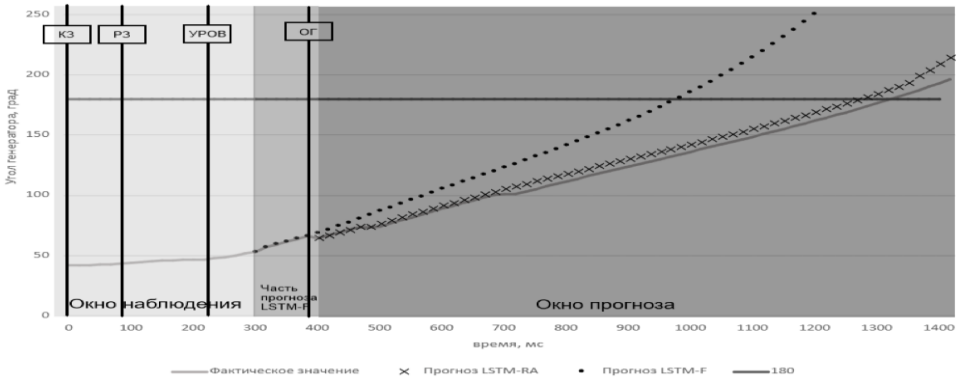


Рис.3. Прогноз LSTM-RA (нарушение устойчивости)

Использование LSTM-RA для случая с отключением двух генераторов БоГЭС позволило сократить время определения факта нарушения устойчивости на 71,42% (с 1400 с до 40 с). Прогноз LSTM-RA при сохранении устойчивости представлен на рисунке 4.

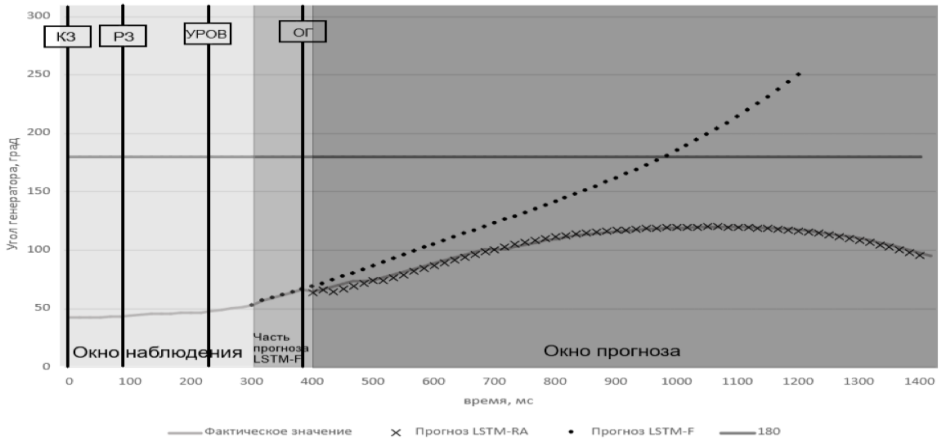


Рис.4. Прогноз LSTM-RA (сохранение устойчивости)

Заключение

В работе предложен алгоритм моделирования ЭМПП с использованием ИНС с долгой краткосрочной памятью, позволяющий сократить время анализа ДУ. Результаты исследования показали, что в зависимости от интервала времени от момента возмущения до момента потери синхронизма, время расчёта может быть сокращено от 38% для случаев нарушения ДУ за 650 мс до 66,6 % для случаев нарушения ДУ за 1200 мс. В то время, как для случаев нарушения ДУ технологом применяется условие остановки расчёта по факту достижения угла 180 градусов, то для случаев сохранения ДУ расчёт выполняется в течение заданного окна расчёта полностью. Например, при анализе ДУ Богучанской ГЭС величина этого окна составляет 5 с. Таким образом, сокращение времени моделирования устойчивого случая составит 94%.

Дальнейшие исследования будут связаны с подбором значений гиперпараметров ИНС для обеспечения приемлемой точности при более коротких интервалах окна наблюдения, апробацией алгоритма для других электростанций и реализацией программного обеспечения, позволяющего использовать алгоритм в работе технолога.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Wang, Q., Pang, C., Alnami, H. (2021). Transient stability assessment of a power system using multi-layer SVM method. 2021 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC), 86. doi:10.1109/TPEC51183.2021.9384918.

2. Abdelaziz, A. Y., Irving, M. R., Mansour, M. M., El-Arabaty, A. M., & Nosseir, A. I. (1996). Adaptive detection of generator out-of-step conditions in power systems using an artificial neural network. UKACC International Conference on Control '96 (Conf. Publ. No. 427), 132, doi: 10.1049/cp:19960546

3. Küçüktezcan, C. F., & Genç, V. M. (2013). A comparison between ANN based methods of critical clearing time estimation. 2013 8th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO), 140, doi: 10.1109/ELECO.2013.6713818

4. Wang, Q., Pang, C., & Alnami, H. (2021). Transient stability prediction based on long short-term memory network. 2021 North American Power Symposium (NAPS), 151. doi:10.1109/NAPS52732.2021.9654462.

НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ В ОБУЧЕНИИ ПЕРСОНАЛА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ: ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РОСТА

Замыслов И.Д.
Филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ

Введение

Энергетика находится на грани новой эпохи, где передовые методы обучения сотрудников становятся ключевыми для её устойчивости, производительности и безопасности. Применение нейросетей в образовательных программах открывает новые перспективы для индивидуализации обучения, ускорения приобретения навыков и повышения уровня подготовки кадров [1].

В свете растущего интереса к инновациям, энергетические предприятия вынуждены оперативно адаптироваться к нововведениям и принимать современные технологии. Нейросети предлагают средства для детального изучения сложных систем и процессов, что критично для решения текущих и будущих задач отрасли.

В рамках данной работы рассмотрены преимущества и недостатки внедрения нейронных технологий в образовательную сферу, перспективные направления и передовой опыт их применения, предложены первые шаги по их использованию в области обучения персонала в электроэнергетике для формирования обновлённой стратегии развития кадров. Анализ общественного интереса к работе с нейронными технологиями и оценка возможностей нейросетей для решений повседневных задач проведён на реализованном в ходе подготовки данной статьи чат-боте «Zamysloff» в Telegram.

Текущее состояние обучения в энергетической отрасли

Ведущие российские электроэнергетические компании, такие как АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «РусГидро», ПАО «Квадра», ПАО «Россети», АО «СО ЕЭС» и другие, активно работают над улучшением профессиональных навыков своих сотрудников. Обучение современным технологиям, повышение квалификации и переподготовка кадров выступают в качестве центрального элемента их стратегии развития персонала. Применение новейших образовательных методов, включая онлайн-курсы, вебинары и видеолекции, позволяет сотрудникам обновлять знания в удобной форме, что способствует гибкости и доступности образования в динамично развивающемся энергетическом секторе. Формирование корпоративной образовательной культуры через внутренние программы и инициативы создаёт атмосферу непрерывного обучения и профессионального роста, что укрепляет компетенции и стимулирует инновационное развитие предприятий.

Однако, несмотря на эти положительные тенденции, компании сталкиваются с проблемами, включая дефицит квалифицированных специалистов в некоторых областях, что может быть связано с устареванием учебных программ и нехваткой современного оборудования в образовательных учреждениях. Постоянная адаптация к новым технологиям требует от компаний обновления знаний и умений сотрудников, что является сложным и требующим значительных ресурсов процессом. Поддержание высокой мотивации сотрудников к обучению в условиях конкуренции за таланты является дополнительным вызовом, который необходимо учитывать при разработке образовательных программ.

Перспективы развития обучения включают в себя внедрение новых технологий, таких как искусственный интеллект и машинное обучение, которые могут значительно улучшить и оптимизировать обучающие процессы. Создание центров компетенций и площадок для обмена знаниями играет важную роль в повышении уровня квалификации сотрудников. Сотрудничество с образовательными и научными институтами открывает путь для создания актуальных образовательных программ, соответствующих требованиям и потребностям

электроэнергетического рынка, позволяя компаниям быстро реагировать на отраслевые изменения и гарантировать подготовку высококлассных специалистов.

Таким образом, для поддержания актуальности компетенций персонала в энергетической отрасли требуется активное внедрение инновационных методов и технологий.

Обзор нейронных технологий и потенциал их применения в обучении

Нейронные сети — это компьютерные архитектуры, созданные по образу и подобию человеческого мозга и способные обучаться с использованием предоставленных данных. Они состоят из множества взаимосвязанных элементов, называемых "нейронами", каждый из которых выполняет базовые операции. Сигналы проходят через эти нейроны, изменяются в соответствии с интенсивностью связей между ними. В процессе обучения эти связи корректируются, что позволяет нейронной сети повышать свою эффективность.

Машинное обучение является областью искусственного интеллекта, которая включает в себя алгоритмы, позволяющие машинам обучаться на основе применения решений множества сходных задач. Эта область подразделяется на категории, такие как обучение с учителем, обучение без учителя и обучение с подкреплением, в зависимости от способа представления и использования данных в процессе обучения.

Нейронные сети и машинное обучение работают на принципах итерационного анализа данных и последовательного усовершенствования точности прогнозов или решений. В обучении с учителем алгоритмы обучаются на основе известных входных и выходных данных для создания модели, применимой к новым данным. Обучение без учителя исследует неявные структуры в данных без указаний на конкретные цели предсказания. Обучение с подкреплением использует систему вознаграждений и наказаний для стимулирования алгоритма к достижению оптимального поведения.

Применение нейронных сетей и машинного обучения охватывает множество сфер, включая распознавание изображений и речи, автоматический перевод, создание рекомендательных систем, разработку автономных транспортных средств и медицинскую диагностику. В секторе энергетики эти технологии могут применяться для прогнозирования потребления энергии, оптимизации работы энергетических сетей и управления рисками на энергетических рынках, обучения и развития персонала [2].

Внедрение нейронных технологий в процесс обучения сотрудников позволит разрабатывать персонализированные учебные программы и адаптивные обучающие системы, способные эффективно отвечать на индивидуальные потребности каждого сотрудника. Это поспособствует улучшению качества образования и развитию профессиональных компетенций в энергетической отрасли.

Направления применения нейронных технологий в обучении

Изучая мировой опыт, можно выделить наиболее перспективные технологии на базе искусственного интеллекта для интеграции в образовательный процесс в области электроэнергетики [3]:

1. Виртуальные тренажёры и симуляционные модели. Использование нейронных технологий для создания виртуальных тренажёров значительно усиливает эффективность обучения в электроэнергетической отрасли, предоставляя возможность безопасно тренироваться в управлении сложным оборудованием и системами в разнообразных сценариях.

2. Аналитика производительности. Сбор и анализ производительности с использованием нейронных сетей обнаруживают пробелы в знаниях и умениях сотрудников, что позволяет создавать образовательные программы, нацеленные на устранение этих недостатков и улучшение квалификации [4].

3. Прогнозирование образовательных потребностей. Использование нейронных моделей для предсказания будущих потребностей в обучении позволяет оптимизировать

ресурсы и планировать образовательные мероприятия, чтобы они были максимально актуальными и своевременными.

4. Автоматизированная оценка знаний. Нейронные системы могут автоматизировать оценку знаний и умений, анализируя результаты тестирования и практических заданий, обеспечивая тем самым быструю и объективную оценку.

5. Индивидуальные учебные программы. Создание персонализированных образовательных планов с помощью нейросетевых алгоритмов учитывает личные качества и профессиональные особенности каждого работника, делая обучение более целесообразным.

6. Обучение на базе операционных данных. Включение реальных данных в обучающие программы повышает их практическую значимость и способствует лучшему усвоению материала.

7. Синхронизация с системами управления персоналом. Интеграция нейронных технологий с системами управления персоналом улучшает процессы обучения и карьерного роста, повышая эффективность управленческих решений.

8. Разработка обучающих ресурсов. Применение нейронных алгоритмов при создании обучающих материалов, в том числе видео и электронных курсов, делает их более адаптированными к нуждам каждого сотрудника и повышает уровень вовлеченности.

9. Мониторинг и анализ результатов обучения. Нейронные методы для отслеживания результатов обучения позволяют получать обратную связь и определять пути улучшения учебных программ.

Преимущества и недостатки нейронных технологий в обучении

Применение нейронных технологий в образовательных процессах имеет ряд преимуществ:

– способствует формированию увлекательных и динамичных учебных программ, повышая тем самым интерес и активное участие сотрудников в обучении;

– обеспечивает ускорение образовательного процесса, уменьшая время, необходимое для приобретения новых умений;

– позволяет сократить время и снизить затраты на проведение оценки качества освоения нового материала персоналом;

– помогает прогнозировать успеваемость. На основе анализа предыдущих результатов и других факторов нейросеть предсказывает будущие успехи учащихся.

Наряду с достоинствами, следует отметить и ряд сложностей, с которыми можно столкнуться при использовании нейронных технологий:

1. Ограниченная интерпретируемость. Нейронные сети являются «чёрными ящиками», из которых невозможно получить данные о том, как нейросеть пришла к решению.

2. Сложность настройки. Настройка нейронных сетей требует больших вычислительных ресурсов и времени, что может замедлить процесс обучения.

3. Риск переобучения. Если модель слишком долго обучается на ограниченном наборе данных, она может начать обобщать частные случаи и давать неправильные результаты.

4. Эффект галлюцинаций. Галлюцинации в искусственном интеллекте — это ошибочная реакция, которая не основывается на обучающих данных, или ложные ответы, не соответствующие реальности.

Несмотря на возможные трудности, связанные с применением нейронных технологий в обучении персонала, их активное внедрение может значительно улучшить качество обучения благодаря постоянному развитию и усовершенствованию этих технологий.

Кейс-стадии: успешные проекты и внедрения

Крупные международные компании успешно внедряют передовые технологии искусственного интеллекта в свои системы развития персонала, что способствует значительному повышению эффективности обучения и управлению развитием карьеры сотрудников:

– в компании Intel используется собственная разработка, которая анализирует собранные данные о навыках, опыте и интересах работников, формируя уникальный цифровой профиль для каждого из них. На основании этой информации, алгоритмы искусственного интеллекта разрабатывают индивидуально подходящие обучающие программы и пути карьерного роста, что позволяет каждому сотруднику развиваться в соответствии с личными предпочтениями и профессиональными амбициями;

– в образовательной компании Skyeng искусственный интеллект играет ключевую роль в создании персонализированных образовательных программ. Данные о профессиональном опыте, личных предпочтениях и уровне знаний сотрудников служат основой для разработки индивидуальных обучающих курсов, что делает обучение максимально эффективным и направленным на конкретные потребности каждого;

– в компании «Норникель» искусственный интеллект используется как тренажёр для улучшения профессиональных навыков. Сотрудники практикуют определённые умения, получая мгновенную обратную связь, что особенно полезно для отработки навыков обслуживания клиентов и решения сложных задач.

Эти технологии позволяют компаниям быстро и гибко адаптировать свой персонал к постоянно меняющимся требованиям рынка и условиям труда, повышая тем самым общую производительность и конкурентоспособность.

Успешное использование передовыми международными компаниями нейронных технологий в сфере обучения сотрудников демонстрирует потенциал их внедрения в энергетическую отрасль в целом и в частности в компанию АО «СО ЕЭС». Для реализации этой незаурядной задачи потребуется исходя из рассмотренных в разделе IV направлений с учётом изложенных в разделе V особенностей работы с нейронными технологиями проанализировать возможности их использования в АО «СО ЕЭС» и разработать стратегию их внедрения с возможностью её масштабирования на энергетическую отрасль в целом.

В качестве первого этапа предлагается создание корпоративного чат-бота. Этот инновационный инструмент, работающий на базе искусственного интеллекта, обученный с учётом специфики электроэнергетической отрасли и способный предоставлять быстрые, точные и содержательные ответы на вопросы сотрудников, на основе данных, имеющихся в диспетчерской электронной библиотеке «ДЭБ» и иных корпоративных источниках информации со ссылками на них.

Для анализа возможностей подобного инструмента в ходе данной работы на базе модели GPT-4 Turbo был разработан чат-бот Zamysloff, который в течении 30 дней функционировал в мессенджере Telegram и был доступен для использования открытому кругу лиц. Использование модели GPT-4 Turbo обусловлено большой базой исходной информации (актуальной до апреля 2023 г. по данным OpenAI), высокой скоростью и качеством выдаваемых ответов. В ходе своего функционирования, чат-бот Zamysloff обработал более 1500 запросов от более чем 100 пользователей, и уже на 10 день вышел на ограничение OpenIA в 100 запросов/день, для модели GPT-4 Turbo в рамках бесплатного использования, что говорит о заинтересованности пользователей в его возможностях.

Реализовав аналогичное решение в рамках АО «СО ЕЭС», предоставив нейросети доступ к обширной корпоративной библиотеке, можно обучить её отвечать на специализированные вопросы, что сделает искусственный интеллект незаменимым помощником для сотрудников, способным поддерживать и развивать их профессиональные компетенции на высоком уровне с учётом опыта мировых лидеров в данном направлении [5].

Выводы

Исследование показало, что использование искусственного интеллекта в обучении специалистов энергетической отрасли способно повысить качество образования и сократить время, затрачиваемое на него. Однако при внедрении этих технологий может возникнуть ряд сложностей: значительные первоначальные инвестиции, необходимость обучения персонала

для работы с новыми технологиями, вопросы, связанные с обучением и функционированием нейросетей, а также с защитой информации. Для их преодоления предлагается разработать стратегию, которая будет включать в себя комплексные образовательные подходы и улучшенные меры по обеспечению кибербезопасности.

В качестве первого шага по внедрению искусственного интеллекта в процесс обучения персонала в АО «СО ЕЭС» предлагается создать корпоративный чат-бот, использующий нейронные технологии. Для его обучения необходимо использовать корпоративную электронную библиотеку «ДЭБ» и иную имеющуюся в компании нормативную базу. При успешном внедрении данный проект может быть масштабирован на всю энергетическую отрасль. Анализ актуальности данного решения был проведён на чат-боте Zamysloff.

Итоги исследования подтверждают значительный потенциал нейронных технологий в обучении персонала в области энергетики. Внедрение искусственного интеллекта в образовательные программы для работников энергосектора позволит не только улучшить качество обучения и глубину освоения материала, но и существенно ускорить процесс обучения, при этом повышая степень усвоения знаний и развития практических навыков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Указ Президента РФ от 02.07.2021 N 400 «О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации». Консультант Плюс. [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru

2. Василевская Л.Ю. «Искусственный интеллект» и технологии «искусственного интеллекта»: общее и особенное в гражданско-правовой регламентации // Хозяйство и право. – 2021. – № 11(538). – с. 3-19.

3. Галикеева Н.Н., Фархиева С.А. О национальной стратегии развития искусственного интеллекта до 2030 года в РФ и федеральном проекте «искусственный интеллект» // Современная школа России. Вопросы модернизации. – 2021. – № 3-1(36). – с. 186-188.

4. Щерба, Ю. В. Использование свёрточных нейронных сетей в оценке ИТ-проектов: практические аспекты и перспективы развития / Ю. В. Щерба. — Текст: непосредственный // Молодой учёный. — 2023. — № 15 (462). — С. 18-19.

5. Девятков В.В. Системы искусственного интеллекта. - М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2001. – 252-255 с.

СЕКЦИЯ 4

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

РАСЧЁТ СУТОЧНОГО ГРАФИКА ГЕНЕРАЦИИ ГРУППЫ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ОСНОВЕ МНОГОЛЕТНЕЙ СТАТИСТИКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Лерман М.И.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала

Введение

За последнее десятилетие доля солнечной генерации в балансе российской энергосистемы многократно возросла. Её активный рост и специфика привнесли в работу энергосистемы ряд дополнительных особенностей. Одним из вопросов, проявившихся в процессе роста объёма солнечной энергетики, стала проблема учёта почасового объёма солнечной генерации при планировании баланса производства и потребления электроэнергии на одни и несколько суток в будущем.

В настоящее время в АО «СО ЕЭС» разработан программный комплекс ИС «Солнце» с горизонтом прогнозирования 15-60 минут и 2-4 часа для оперативного планирования внутри суток. В данной работе предлагается решение задачи прогнозирования генерации группы СЭС на предстоящие операционные сутки для оценки доли генерации ВИЭ в балансе в прогнозном диспетчерском графике.

Решать эту задачу предлагается с применением методов машинного обучения, используя архив данных с фактическими метеоусловиями и фактическими значениями генерации электростанций на конец часа по данным суточной диспетчерской ведомости. В качестве объекта для прогнозирования возьмём группу из нескольких электростанций, расположенных на территории Оренбургской области. Так нам поможет эффект масштаба - прогнозирование по группе объектов почти всегда точнее, чем по каждому объекту отдельно. Стоит сразу отметить ряд особенностей, которые могут негативно повлиять на точность прогнозирования.

Уровень генерации СЭС во многом зависит от погодных факторов, таких как облачность, осадки и температура воздуха. Проблема состоит в том, что наш прогноз генерации будет основан на прогнозных метеофакторах, которые, несомненно, будут отличаться от фактических. Таким образом, к собственной погрешности модели прогнозирования добавиться ошибка метеопрогноза.

Кроме того, объекты солнечной генерации распределены по значительной территории, погодные условия в разных точках которой, могут существенно отличаться.

Оценивать точность прогнозирования будем по нескольким параметрам. Во-первых, для понимания того, на сколько потенциально ошибочным может быть прогноз мощности генерации в мегаваттах, рассчитаем абсолютную ошибку в каждом часе, полученную как модуль разности фактической и прогнозной генерации.

Во-вторых, абсолютную ошибку прогнозирования нужно соотнести с какой-либо постоянной величиной и получить относительную ошибку в процентах. В качестве такой величины возьмём максимальную фактическую генерацию в прогнозируемых сутках. Кроме того, необходимо рассмотреть, как распределяются абсолютные и относительные ошибки на длительных интервалах времени (например, в течение месяца), и рассчитать средние величины ошибок за сутки, проанализировать характерные часы (например, час собственного максимума генерации группы СЭС и час максимума энергосистемы).

В данной статье рассмотрим один из показателей – усреднённую за 24 часа абсолютную ошибку прогнозирования. Эту метрику в дальнейшем будем называть **MAE** (mean absolute error) – «средняя за сутки погрешность прогнозирования». Таким же образом, мы рассчитаем среднесуточную ошибку для прогнозов, выполненных системным оператором и собственниками СЭС и по метрике MAE соотнесём точность прогноза с точностью определения генерации по существующей технологии.

В процессе тестирования и донастройки модели при анализе мы будем рассматривать продолжительные временные интервалы, равные одному месяцу. Чтобы оценить, как работала модель прогнозирования на таких длительных интервалах, будем анализировать распределение нашей метрики MAE, а также, рассчитаем среднее и медианное значение MAE за период.

Описание исходных данных

В нашем распоряжении 3 набора данных, которые мы будем использовать для обучения моделей:

1. Данные о максимальной располагаемой мощности солнечных станций на прогнозируемые сутки за период с 05.11.2020 по 30.11.2023.
2. Данные о фактическом уровне генерации СЭС на конец часа за тот же период.
3. Усреднённые данные о фактической погоде в Оренбургской области за тот же период.

Фрагменты исходных данных показаны на рисунке 1.

Данные о максимальной располагаемой мощности

	date	max
17740	2022-01-09 07:00:00	0.0
17741	2022-01-09 08:00:00	0.0
17742	2022-01-09 09:00:00	2.0
17743	2022-01-09 10:00:00	205.2
17744	2022-01-09 11:00:00	340.2
17745	2022-01-09 12:00:00	340.2
17746	2022-01-09 13:00:00	340.2

Данные о фактической генерации на конец часа

	date	fact
4	2022-01-09 07:00:00	0.01054
5	2022-01-09 08:00:00	0.01054
6	2022-01-09 09:00:00	0.01054
7	2022-01-09 10:00:00	0.93972
8	2022-01-09 11:00:00	21.37372
9	2022-01-09 12:00:00	115.63291
10	2022-01-09 13:00:00	179.90361

Данные о фактической погоде

	date	temp	cloudiness	rainfall
7792	01.09.2022, чт, 00	29,4	1,2	б/о
7793	01.09.2022, чт, 03	25,5	0,4	б/о
7794	01.09.2022, чт, 06	24,3	1,8	б/о
7795	01.09.2022, чт, 09	30,7	1,2	б/о
7796	01.09.2022, чт, 12	35,1	1,4	б/о
7797	01.09.2022, чт, 15	34,9	1,4	б/о
7798	01.09.2022, чт, 18	30,7	1,8	б/о

Рис. 1. Фрагменты исходных данных

Ключевым факторами, определяющим уровень производства электроэнергии солнечными панелями является освещённость, а также угол установки солнечных панелей по отношению к солнцу. Дополним наш набор данных информацией об угле солнца над горизонтом и азимутом солнца в каждом часе в г. Оренбург – точке, приблизительно соответствующей географическому центру Оренбургской области. Информация взята с сайта www.sunearthtools.com.

Соединяем все три таблицы и получаем итоговый набор данных, который и будем использовать для обучения модели (рисунок 2).

	fact	max	elevation	azimut	temp	cloudiness	rainfall_rate	rainfall_type_ Дождь местами и/или кратковременно	rainfall_type_ Осадки местами и/или кратковременно	rainfall_type_ Слабые осадки	rainfall_type_ Слабый дождь	rainfall_type_ Слабый снег	rainfall_type_ Снег местами и/или кратковременно	rainfall_type_ Умеренные осадки	rainfall_type_ Умеренный дождь	rainfall_type_ Умеренный снег	rainfall_type_ б/о
0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.1	1,90	0.2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.2	1,90	0.2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
2	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.2	1,90	0.2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
3	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.6	1,90	0.4	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.6	2.0	0.5	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0

Рис. 2. Фрагмент обучающего набора данных

В отличие ИС «Солнце», в основе которого лежат методы градиентного бустинга и нейронных сетей, в данной работе будет использован метод так называемых «деревьев приятия решений» («Random Forest Regressor»). Перебирая значения целевой переменной и соответствующие им значения влияющих факторов, модель выявляет зависимости и закономерности, на основании которых впоследствии делает предсказания.

В нашей задаче мы имеем набор данных из **27 024** часовых наблюдений, в котором целевая переменная – **fact** (фактическая генерация группы СЭС) и 16 переменных**:**

1. Максимум (располагаемая мощность)

2. Угол солнца над горизонтом
3. Азимут солнца
4. Температура
5. Облачность
6. Уровень осадков
7. rainfall_type_дождь местами и/или кратковременно
8. rainfall_type_осадки местами и/или кратковременно
9. rainfall_type_снег_местами и/или кратковременно
10. rainfall_type_Слабые осадки
11. rainfall_type_Слабый дождь
12. rainfall_type_Слабый снег
13. rainfall_type_Умеренные осадки
14. rainfall_type_Умеренный дождь
15. rainfall_type_ Умеренный снег
16. rainfall_type_б/о

Переменные 7-16 – индикативные (1-есть, 0-нет).

Построение и обучение модели прогнозирования осуществляется на языке программирования Python при помощи библиотеки SkLearn.

В ходе анализа работы модели эмпирически был выявлен следующий факт: точность предсказания в летние месяцы выше, чем в зимние, когда уровень инсоляции, а, следовательно, и генерация СЭС меньше. При этом форма суточной кривой (время начала и окончания выработки электроэнергии) прогнозируются одинаково точно для летних и зимних месяцев. Параметр «номер месяца» плохо учитывается моделью, так как более важными с точки зрения результата являются параметры «угол солнца», «азимут», «облачность» и «температура». По этой причине было приято решение обучить не одну модель, а разбить все имеющиеся данные по месяцам и создать 12 разных моделей – по одной для каждого месяца. Это дало положительный результат – точность прогноза увеличилась.

Для максимально удобного применения модели была разработана консоль-приложение (рисунок 3), позволяющая получить прогноз выработки группы СЭС на заданные сутки (24 часовых точки) в табличном и графическом виде.

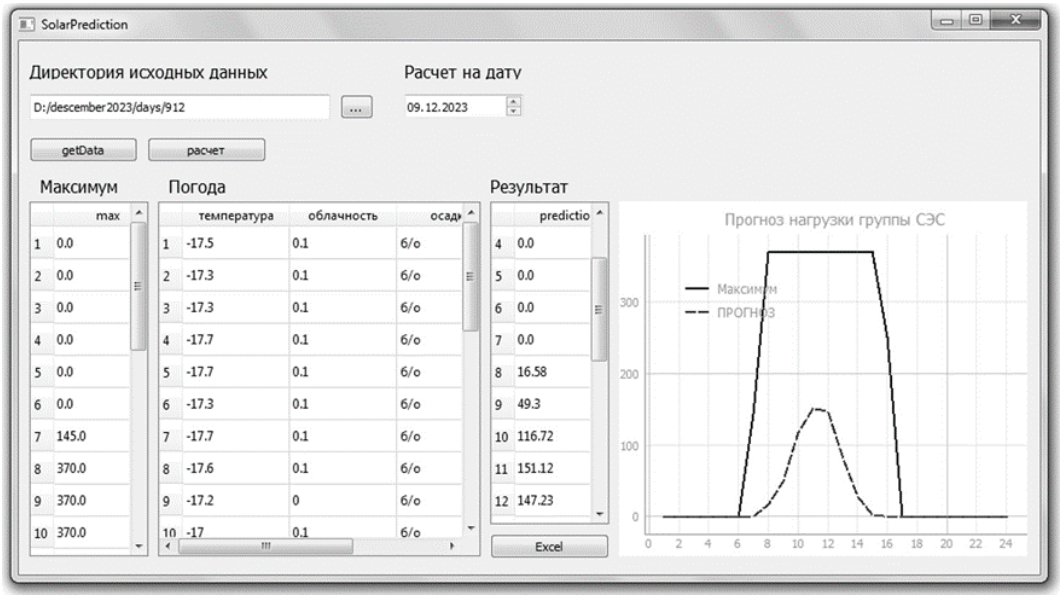


Рис. 3. Консоль

Данные о максимальной располагаемой мощности выгружаются из оперативного информационного комплекса системного оператора «СК 11», почасовой прогноз погоды – из

ПАК «Метео», и после, в файлах формата «xls» импортируются в консоль. Данные приводятся в соответствии с форматом, используемым моделью и обогащаются почасовыми значениями угла наклона солнца над горизонтом и азимутом солнца в соответствии с интересующей датой. Результат расчёта отображается в таблице и на графике с возможностью экспорта в Excel. Кроме того, пользователь может вручную вносить корректировки в таблицы исходных данных и пересчитывать прогноз, наблюдая, как изменяется результат.

Результаты расчётов

На срезе прогнозных метеоданных с декабря 2023 по март 2024 была проверена работа модели прогнозирования на новых (незнакомых) для неё данных. Для получения наиболее объективных результатов, оценка точности проводилась для часов с ненулевой фактической генерацией группы СЭС. В результате сравнения результатов расчёта с фактической генерацией группы СЭС, были получены показатели точности в абсолютных величинах (приведены в таблице 1).

Таблица 1. Оценка точности работы программы (μ -среднее, Ме-медиана)

Период	**Ошибка прогноза СО, МВт**		**Ошибка прогноза собственников СЭС, МВт**		**Ошибка прогноза на фактических метеофакторах, МВт**		**Ошибка прогноза на прогнозных метеофакторах, МВт**	
	μ	Ме	μ	Ме	μ	Ме	μ	Ме
Декабрь 2023	25,4	16,3	15,0	10,5	13,6	8,3	19,0	13,7
Январь 2024	22,4	13,5	14,8	9,2	29,0	12,7	25,5	14,2
Февраль2024	53,8	37,4	44,6	26,5	27,9	24,4	32,7	28,7
Март 2024	45,7	32,8	30,6	24,5	23,3	14,8	35,1	23,8

Заключение

За рассматриваемый период распределение ошибок было неравномерным, присутствовали экстремальные выбросы, что видно по существенной разнице средних и медианных значений.

Экспериментальный расчёт на фактических метеоданных показал, что точность метеопрогноза существенным образом влияет на результаты расчёта. Прогноз на фактических метеофакторах почти всегда оказывается точнее, чем на прогнозных.

Прогноз собственников СЭС на предстоящие сутки формируется посредством подачи для участия в конкурентном отборе «ценопринимающих» ценовых заявок до объёма прогнозируемой нагрузки. Точность этого прогноза в трёх месяцах из четырёх оказалась выше точности предсказаний на прогнозных метеофакторах. Предположительно, это говорит о том, что собственники солнечных электростанций располагают более точным прогнозом погоды и/или более точной моделью прогнозирования, учитывающим фактическую инсоляцию.

В то же время, график генерации, спрогнозированный созданной нами моделью в трёх месяцах из четырёх, оказался точнее графика, используемого Системным оператором при актуализации расчётной модели для проведения торгов в АО «АТС», что на позволяет рассматривать возможность применения описанной методики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приложение №3 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент актуализации расчётной модели»; Москва, 2009. – 36с.

2. Руководство пользователя АС «Метео»

3. Руководство пользователя Scikit-learn.

АНАЛИЗ ВНЕДРЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ – ЭТАПА ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Покровский П.А.
Филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ

Введение

Актуальным является направление, связанное с созданием цифровых двойников (ЦД) технических систем, использование которых позволяет имитировать работу этих систем с достаточной точностью. При этом, удаётся прогнозировать последствия принятия решений по управлению этими системами, а также жизненный цикл этих систем. Использование ЦД позволяет оптимизировать процессы проектирования, эксплуатации, наладки и монтажа. Использование цифровых двойников на этапе проектирования систем, позволяет повысить точность расчёта режимов работы систем, проанализировать режимы работы будущего изделия и выявить ряд её недостатков, которые могут быть исправлены на следующем цикле доработки [1].

Создание необходимых и достаточных условий, исключение препятствий и ограничений для создания и развития высокотехнологичного бизнеса в традиционных и новых отраслях экономики - одни из основных целей программы «Цифровая экономика Российской Федерации» [2]. Она подразумевает под собой переход на иные принципы взаимодействия субъектов, и на развитие российских высокотехнологичных компаний. Частью цифровой экономики станет цифровая энергетика, подразумевающая под собой цифровизацию всех отраслей топливно-энергетического комплекса электроэнергетики, нефтегазовой и угольной сфер.

В положении ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» говорится о том, что одной из целей политики является переход ПАО «Россети» на риск-ориентированное управление на основе внедрения цифровых технологий и анализа больших данных (*Big Data*). Также ПАО «Россети» и ООО «Номикс» разработали два *VR*/*AR*-тренажёра для обучения оперативного и ремонтного персонала [2].

Актуальность исследования цифровых двойников обусловлена тем, что цифровые технологии играют важную роль в повышении конкурентоспособности экономики и в стимулировании технологического и экономического роста страны. Внедрение технологий Индустрии 4.0 повышает эффективность использования ресурсов, производительность труда, снижает издержки бизнеса, другими словами, оказывает мультипликативное воздействие на развитие экономики страны в целом.

Наиболее востребованными в технологиях ЦД объектами энергетики являются диспетчерские центры и центры управления сетями, которые осуществляют оперативно-диспетчерское и оперативно технологическое управление в области электроэнергетики. Использование ЦД позволит сократить время принятия решения оперативным персоналом, осуществить более точное прогнозирование суточных графиков и моделировать стационарные и переходные процессы в системах и оборудовании.

Этапы внедрения цифровых двойников

Начальным этапом внедрения ЦД является создание имитационных моделей оборудования, которые будут моделировать процессы в них в стационарных и переходных режимах их функционирования.

Следующим этапом внедрения ЦД на основе имитационных моделей, которые будут в режиме реального времени отображать и моделировать процессы, протекающие в оборудование и осуществлять информационную поддержку оперативного персонала при управлении режимами, являются мероприятия по созданию интеллектуальной сети, работающей в режиме реального времени.

Завершающим этапом внедрения ЦД являются мероприятия по кибербезопасности, которые позволят защитить информационные системы от нежелательного вторжения.

Результаты разработки моделей и информационных систем ЦД можно будет использовать для дальнейшего их внедрения в объекты электроэнергетики с целью повышения надёжности и устойчивости функционирования энергосистемы в целом путём более быстрого принятия решений персоналом и более точного прогнозирования событий.

***SWOT*-анализ процесса внедрения цифровых двойников**

В настоящее время, в условиях активного развития общества в постиндустриальном течении, и функционирования предприятий по разработке в неблагоприятной конкурентной обстановке, краеугольным камнем становится грамотный анализ внутренних и внешних аспектов их деятельности, разработка возможных сценариев развития событий. Наиболее понятным и широким анализом такого рода является качественный *SWOT* – анализ.

В качестве сильной стороны технологии цифровых двойников можно отметить их многофункциональность. Цифровой двойник заключает в себе цифровую модель объекта, систему обмена данными между физическим миром и цифровым, а также алгоритмы прогнозирования. Работая вкупе названные системы позволяют повышать надёжность технологических процессов, что безусловно является преимуществом технологии.

Цифровые двойники – технология, которая развивается в данный момент. Благодаря непрерывному изменению, расширению функционала компаниям предоставляется возможность занять место на свободном секторе рынка. Способствовать этому может параллельное развитие поддерживающих технологий. Например, всё шире используются технологии расширенной реальности *NVIDIA* «*VR Ready*» путём внедрения программы на мобильные устройства. Так, по прогнозу «*Digi Capital*» ежегодный рост суммарной стоимости реализованных решений, основанных на дополненной реальности, в 2021 году достиг показателя в 108 млрд долларов США и будет расти каждый год в среднем на 30%.

Слабые черты проектов по внедрению ЦД в основной массе вызваны новизной технологии на рынке РФ. Цифровой двойник – необычный, на первый взгляд, продукт. В отличии от программных решений он может быть сделан для процесса или установки и использоваться вкупе с ним или в условиях высокой информированности о процессе или объекте. Этот факт обуславливает необычный жизненный цикл процесса создания цифрового двойника, при котором почти на всех этапах производства может потребоваться помощь специалиста с производства, полностью ознакомленным с процессами, происходящими в моделируемой системе.

Угрозы для проектов по внедрению ЦД в основной массе вызваны новизной технологии на рынке РФ. Главный инженер компании ООО «Энергодиагностика» А.А. Дубов утверждает: «Много проблем в новых технологиях вызваны нежеланием общества меняться». Неподготовленная целевая аудитория и низкая мотивированность работников компании может стать причиной медленного внедрения технологии.

Проблематика устойчивости работы цифровых систем связана с рисками проведения атаки на информационный объект и требует обеспечения необходимого уровня кибербезопасности на объекте. Информация о состоянии оборудования представляет собой потенциальную угрозу.

Результаты внедрения цифровых двойников

В результате первой фазы проекта специалистами АО «Национальное Бюро Информатизации» были успешно сданы в промышленную эксплуатацию цифровые модели (цифровые двойники) генерирующих объектов, суммарная установленная электрическая мощность которых составляет 3863 МВт [3]. В состав цифровых двойников входят математические и имитационные модели оборудования, отражающие физические процессы в нем, а также информационный комплекс для обратной связи с обслуживающим персоналом.

На Московской ТЭЦ-20 создана и внедрена виртуальная модель технологических процессов станции на основе реальных (фактических) характеристик оборудования и ретроспективных данных. Итогом проекта послужило повышение эффективности работы станции на 4%, что было достигнуто за счёт перераспределения нагрузок при изменении режима, краткосрочного планирования состава оборудования и оптимизации прогнозов суточных заявок на потребление тепла по критерию максимизации маржинальной прибыли [4].

В рамках проекта создана единая база характеристик всего парка основного оборудования ТЭЦ-20, на основании которой можно найти и в дальнейшем внести изменения в любую расходную характеристику. Возможность визуальной проверки полученных характеристик и вывод на печать для внесения изменений в том нормативно-технической документации.

Отсутствие логического единства между информационными системами различных субъектов электроэнергетики становится одним из основных барьеров на пути её цифровой трансформации. Однако формирование общего информационного пространства на базе единых стандартов позволит объединить и упорядочить информационные потоки, обеспечить единовременную актуализацию информации в масштабах отрасли, снизить количество ручных операций с технологическими данными и минимизировать влияние человеческого фактора при их передаче, – отметил директор по автоматизированным системам диспетчерского управления АО «СО ЕЭС».

АО «СО ЕЭС» запустил программу перевода информационного обмена на *CIM.*

Общая информационная модель *(Common Information Model, CIM)* – стандартизованная информационная модель, предоставляющая возможность эффективной интеграции разнородных автоматизированных систем и обеспечивающая унифицированный способ обмена данными между ними.

Основная цель – создание единой цифровой модели Единой энергосистемы России путём взаимной интеграции информационных моделей субъектов электроэнергетики.

Основными задачами проекта являются:

1) разработка методических указаний по цифровому моделированию электрической сети и энергосистем;

2) разработка порядка ведения и актуализации цифровой информационной модели ЕЭС России;

3) поэтапный перевод процессов информационного обмена между энергокомпаниями в соответствии с требованиями серии национальных стандартов ГОСТ Р 58651.

В январе 2023 года АО «СО ЕЭС» ввёл в эксплуатацию обновлённою версию «Портала обмена информационными моделями с субъектами электроэнергетики» (*CIM*-портал). *CIM* – портал содержит 30000 моделей линий электропередач и оборудования.

Компании, которые участвуют в портале обмена информационными моделями с субъектами электроэнергетики являются следующие: ДЗО ПАО «Россети», ПАО «РусГидро», АО «Концерн Росэнергоатом» [5].

Эффект от перевода информационного обмена на *CIM* является повышение качества следующих процессов: управление активами, расчёт показателей надёжности электроснабжения потребителей, оперативно-диспетчерского управления.

Внедрение единых стандартов взаимодействия и развитие на их базе универсального формата информационного обмена – один из важнейших факторов формирования единой общедоступной доверенной среды в электроэнергетике, необходимое условие успеха совершающейся цифровой трансформации отрасли. Наличие общей информационной модели позволит получить комплексный эффект усиления: упорядочить информационные потоки между отдельными предприятиями, обеспечить высокое качество используемых данных, снизить их разнородность и разновременность обновления, сократить влияние человеческого фактора в процессах управления энергосистемой.

Выводы

Результаты разработки моделей и информационных систем ЦД можно будет использовать для дальнейшего их внедрения в объекты электроэнергетики с целью повышения надёжности и устойчивости функционирования энергосистемы в целом путём более быстрого принятия решений персоналом и более точного прогнозирования событий.

Актуальность будущих разработок цифровых двойников сохраняется, что должно стимулировать компании, ВУЗы и научно-технические объединения к систематизации, актуализации, разработки и апробации цифровых двойников. Причиной этому должно стать наличие экономических и технических преимуществ по сравнению с традиционными процессами, происходящими в энергетическом секторе.

Результаты данной статьи можно использовать при проектировании систем ЦД, оценке рисков проектов по созданию ЦД, а также при разработке методик преподавания курсов и дисциплин о ЦД.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 №1523-р «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года».

2. Моделирование работы реальной ТЭЦ для оптимизации режимов: пар и математика [Электронный ресурс]. URL: https://habr.com/ru/companies/croc/articles/481902/ (дата обращения 14.05.2024).

3. Проекты Национального Бюро Информатизации [Электронный ресурс]. URL: https://nbiservice.ru/projects/realizovano-28-tsifrovykh-dvoynikov-tets-dlya-pao-t-plyus/ (дата обращения 14.05.2024).

4. Моделирование работы реальной ТЭЦ для оптимизации режимов: пар и математика [Электронный ресурс]. URL: https://habr.com/ru/companies/croc/articles/481902/ (дата обращения 14.05.2024).

5. Системный оператор модернизировал специализированный портал для доступа к данным информационных моделей энергосистем [Электронный ресурс]. URL: https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/20786/ (дата обращения 14.05.2024).

Научный руководитель: Мурзин А.Ю., кандидат технических наук, декан электроэнергетического факультета ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ РАСЧЁТОВ ПЕРЕХОДНЫХ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ПК «RASTRWIN3»

Кутявин В.В.
Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ

При управлении режимом электроэнергетической системы необходимы рассчитанные значения максимально допустимых перетоков (МДП) в контролируемых сечениях (КС). Для большого количества электрических станций, находящихся в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, в том числе и для Богучанской ГЭС, актуальна проблема нарушения динамической устойчивости (ДУ). Определение МДП по условию обеспечения ДУ требует проведения большого количества расчётов электромеханических переходных процессов (ЭМПП).

Расчёты ЭМПП выполняются специалистами службы электрических режимов в филиалах АО «СО ЕЭС». До недавнего времени для расчётов переходных режимов использовался преимущественно ПК «Eurostag» [1]. В целях сокращения временных трудозатрат сотрудников в АО «СО ЕЭС» было разработано средство для автоматизации расчётов ЭМПП – ПО «Eurostag Robot» [2], которое является надстройкой для программного комплекса «Eurostag».

В настоящее время в АО «СО ЕЭС» для расчётов переходных процессов используется ПК «Rustab», который интегрирован в ПК «RastrWin3» [3]. Замещение ПК «Eurostag» отечественным аналогом неизбежно влечёт за собой потребность в новом инструменте автоматизации для расчётов ЭМПП.

Ранее было разработано ПО «RustabBot» [4]. Оно позволяет создавать траектории утяжеления и осуществлять задание общих для всех схем влияющих факторов с использованием пользовательского интерфейса, а также имеется возможность расчёта перечня сценариев для одной схемы сети. Однако в данном ПО не реализована возможность последовательного расчёта перечня схем с соответствующими им сценариями нормативных возмущений (НВ), траекториями утяжеления и влияющими факторами.

При этом шаг утяжеления в ПО «RustabBot» является постоянной величиной, что приводит к увеличению времени расчётов и снижению их точности, в случае задания большого шага утяжеления.

Разработка программного обеспечения для автоматизации определения величин МДП по условию обеспечения ДУ на базе ПК «RastrWin3», включающего в себя алгоритмы с изменяемым шагом регулирования для поддержания влияющих факторов в заданном диапазоне и для проведения процедуры утяжеления, а также реализующего возможность последовательного расчёта перечня схем с соответствующими им сценариями НВ, траекториями утяжеления и влияющими факторами позволит значительно повысить скорость и качество выполнения расчётов ДУ.

Обоснование подхода

Для определения величин МДП, назначенных по условиям обеспечения динамической устойчивости выполняется процедура утяжеления исходного режима, на каждом шаге которой моделируются НВ. Утяжеление производится по траектории, которая задаётся в виде совокупности изменений значений параметров электроэнергетического режима, приводящих к увеличению перетока активной мощности в КС. Если на текущем шаге траектории утяжеления фиксируется сохранение устойчивости, то выполняется следующий шаг траектории и повторное моделирование возмущения. Такой порядок действий выполняется до тех пор, пока не будет зафиксировано превышение угла свыше 180º между ротором генератора исследуемой станции и ротором генератора станции, находящейся по другую сторону от контролируемого сечения.

При выполнении утяжеления с фиксированным изменением величин параметров электроэнергетического режима в случае выбора малого его размера при большой удалённости исходного режима от предельного количество расчётов кратно возрастает, что приводит к большим временным трудозатратам специалистов СЭР АО «СО ЕЭС». При выборе большого размера шага снижается точность определения величин МДП.

В соответствии с [5], при определении предельного перетока активной мощности необходимо рассматривать не менее трёх траекторий утяжеления в каждой схеме сети при всех НВ. Это необходимо для определения наиболее тяжёлых условий для обеспечения динамической устойчивости, при которых будут получены наименьшие значения МДП. Данный деловой процесс приводит к существенному увеличению количества расчётов.

В результате выполнения процедуры утяжеления на каждом шаге необходимо вручную поддерживать в допустимых пределах величины факторов, влияющих на величину МДП в исследуемом сечении, чтобы степень их влияния на результаты расчёта оставалась постоянной. К таким факторам относят напряжение в узлах схемы и перетоки активной мощности в смежных КС.

Для поддержания в допустимых диапазонах в узле сети величины напряжения, изменение которого приводит к изменению величины МДП в исследуемом КС, необходимо воздействовать на изменение напряжения генераторов, которые приводят к изменению напряжения в данном узле. Для поддержания в смежном КС перетока активной мощности, который оказывает влияние на величину МДП в исследуемом КС необходимо изменять величины загрузки тех генераторов, приращение генерации которых приводит к изменению перетока в смежном КС.

Таким образом описанные выше действия требуют выполнению большого количества расчётов и приводят к большим временным трудозатратам.

Диаграмма деятельности

Для получения величин МДП специалисту СЭР необходимо подготовить исходные данные. К ним относятся перечень режимов с определёнными схемно-режимными ситуациями и с определёнными составами генерирующего оборудования, сценарии моделирования НВ, а также траектории утяжеления как для проведения процедуры утяжеления, так и для поддержания перетока активной мощности в смежном сечении.

После подготовки исходных данных необходимо для каждого исходного режима выбрать соответствующие сценарии НВ, траектории утяжеления и задать величины влияющих факторов.

После того, как пользователь запускает процесс определения величин МДП начинается расчёт предельных перетоков мощности с учётом поддержания влияющих факторов в допустимых диапазонах. Расчёты производятся последовательно для всех режимов с соответствующими им сценариями НВ, траекториями утяжеления и влияющими факторами. Результаты расчётов записываются в выходной протокол, который можно будет сохранить с универсальным расширением (.csv). Диаграмма деятельности при расчётах МДП по критерию ДУ с применением разработанного ПО представлена на рисунке 1.

Рис. 1. Диаграмма деятельности при расчётах МДП по критерию ДУ с применением разработанного ПО

Расчётный алгоритм

В укрупнённом виде алгоритм автоматизации определения МДП по условию обеспечения динамической устойчивости представлен на рисунке 2.

Перед выполнением расчёта пользователь задаёт величину шага утяжеления и допустимую погрешность определения МДП в КС.

С помощью Блока обеспечения требуемого значения перетока во влияющем контролируемом сечении устанавливается переток, задаваемый пользователем.

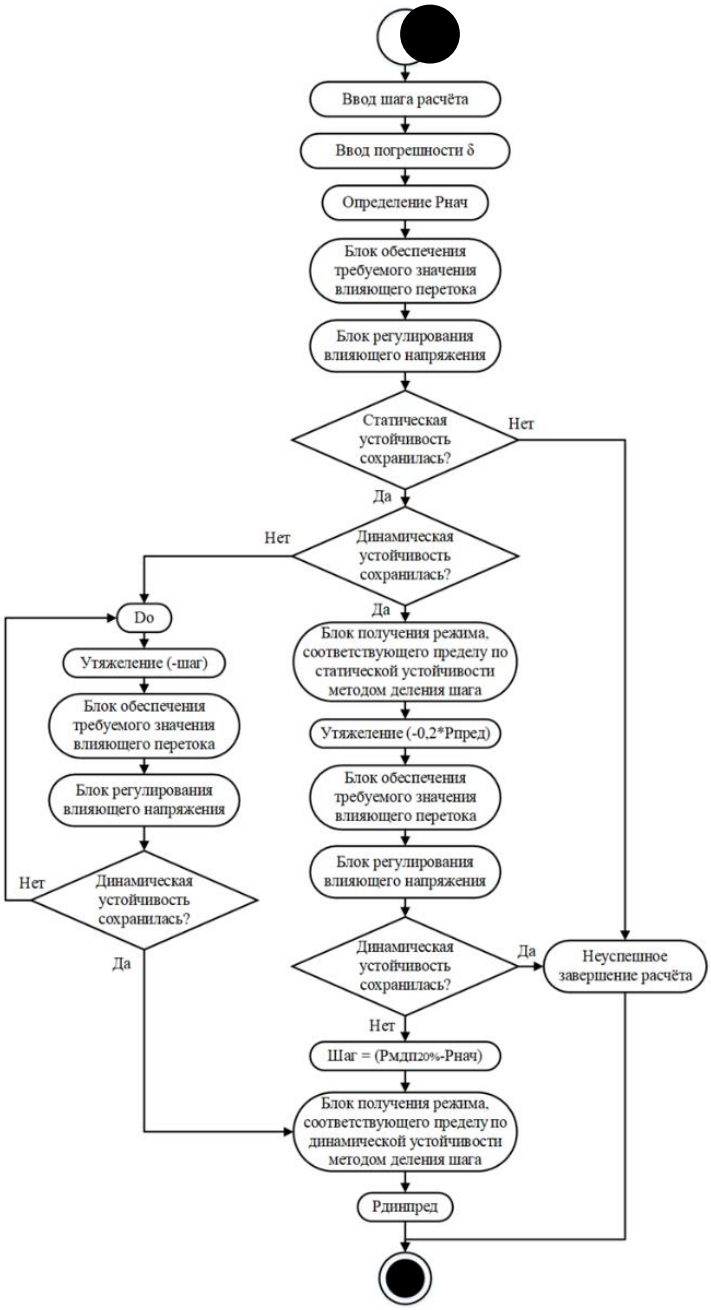


Рис. 2. Алгоритм автоматизации определения МДП

В исходной схеме производится проверка сохранения статической устойчивости. Если статическая устойчивость нарушается, расчёт МДП прекращается из-за сложности изменения режима ввиду большой вариативности средств для обеспечения статической устойчивости.

В зависимости от сохранения или нарушения ДУ в исходном режиме возможны два варианта событий. В первом случае определяется предельный режим по условию сохранения статической устойчивости методом деления шага пополам. Из полученного значения предельного перетока рассчитывается МДП по условию обеспечения 20% запаса по устойчивости в нормальной схеме. С помощью утяжеления получаем режим, соответствующий величине МДП. В данном режиме проверяется ДУ. В случае сохранения ДУ расчёт прекращается ввиду того, что статическая устойчивость нарушается при меньшем перетоке, нежели динамическая. Далее определяется МДП в КС по условию обеспечения ДУ методом деления шага пополам путём утяжеления до достижения требуемой точности. За начальную величину шага принимается разность между значением МДП по условию

обеспечения 20% запаса по статической устойчивости и значением перетока в КС в исходном режиме.

В случае нарушения ДУ в исходном режиме мощность генераторов уменьшается на величину шага утяжеления, задаваемую пользователем, до тех пор, пока не будет достигнуто значение, при котором обеспечивается сохранение устойчивости. После чего определяется значение МДП по условию обеспечения ДУ методом деления шага пополам с помощью соответствующего блока, который в укрупнённом виде представлен на рисунке 3.

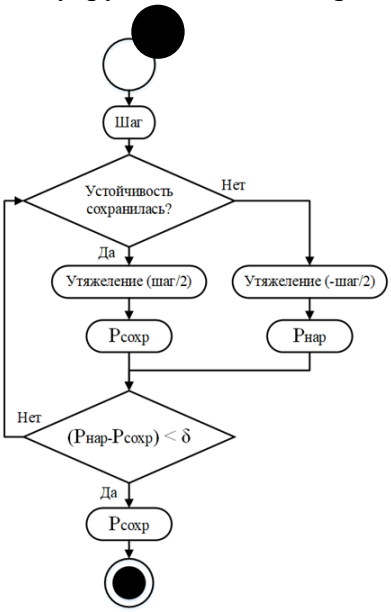


Рис. 3. Блок получения режима, соответствующего пределу по устойчивости методом деления шага пополам

В данном блоке на каждом шаге утяжеления происходит деление шага пополам, направление изменения перетока зависит от условия сохранения устойчивости. На каждом шаге утяжеления обновляется значение перетока при сохранении устойчивости или перетока при её нарушении. Если разница между последними станет меньше величины погрешности, задаваемой пользователем, расчёт прекращается и за величину МДП принимается крайний переток при сохранении устойчивости.

Среда разработки

Для разработки приложения выбрана технология .NET 7.0.

В качестве основного языка программирования использовался C#, который основан на методологии объектно-ориентированного программирования, поддерживает работу с динамическими библиотеками (в данном случае – с ASTRALib.dll) и иметь высокую производительность.

Интерфейс программного обеспечения было принято реализовывать по технологии WPF, которая является частью экосистемы .NET, графические интерфейсы в которой разрабатываются с применением языка разметки XAML (eXtensible Application Markup Language).

Интеграция программного обеспечения с ПК «RastrWin3» осуществлена за счёт использования динамической библиотеки ASTRALib.dll, которая включает в себя все расчётные методы из ПК «RastrWin3».

Заключение

Разработка ПО для автоматизации определения величин МДП по условию обеспечения ДУ на базе ПК «RastrWin3», включающего в себя алгоритмы с изменяемым шагом регулирования для поддержания влияющих факторов в заданном диапазоне и для проведения процедуры утяжеления, а также реализующего возможность последовательного расчёта

перечня схем с соответствующими им сценариями НВ, траекториями утяжеления и влияющими факторами позволяет значительно повысить скорость и качество выполнения процессов, связанных с анализом ДУ.

Система является гибкой и расширяемой благодаря принятым проектным решениям, в связи с чем настоящее исследование может являться фундаментом для дальнейшего усовершенствования разработанного ПО. Проектирование ПО осуществлялось таким образом, чтобы модернизация и добавление новых модулей к имеющейся функциональности достигались бы за счёт написания нового кода (расширения), и при этом не приходилось бы менять уже существующий код.

Процесс расчёта динамической устойчивости каждой из электрических станций имеет свои особенности. В схемах выдачи мощности одних станций (Богучанская ГЭС) влияющими факторами являются переток активной мощности в смежном сечении и напряжение на шинах станции, а в схемах выдачи мощности других станций могут быть иные влияющие факторы, например, потребление мощности в местном энергорайоне (Бийская ТЭЦ-1).

Добавление новых модулей (модуль регулирования потребления мощности заданного энергорайона) в ПО позволяет решать проблемы с неидентичностью расчётов ДУ в КС, что позволяет адаптировать ПО для определения МДП в схемах выдачи мощности различных станций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Руководство пользователя ПК «Eurostag» [электронный ресурс] –Режим доступа: http://www.eurostag.be, свободный.

2. Методические указания по использованию ПК «Eurostag Robot» и подготовке данных для автоматизированных расчётов динамической устойчивости в ПК «Eurostag». – Иркутск, 2016. – 40 с.

3. Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3» Руководство пользователя [электронный ресурс] / В. Г. Неуймин, Е. В. Машалов и др. 2020. – 331 с. — Режим доступа: https://www.rastrwin.ru/download/Files/RastrWin3_2020_ 10_05.pdf, свободный.

4. Руководство пользователя ПК «RustabBot».

5. Методические указания по устойчивости энергосистем / Министерство энергетики Российской Федерации. – Москва: НЦ ЭНАС, 2018. – 25 с.

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОВЕДЕНИЯ ПЛАНОВОЙ МОЩНОСТИ В АО «СО ЕЭС»

Стрижов В.С.
АО «СО ЕЭС»

Реализация энергетической стратегии на период до 2035 года, утверждённой Правительством РФ в части перевода оперативно-диспетчерского управления на автоматическое дистанционное управление режимами работы к 2035 году практически всеми объектами генерации требует рассмотрения и применения комплекса мероприятий как в части развития уже существующих технологий со стороны АО «СО ЕЭС», так и по мотивированному привлечению субъектов ОРЭМ, в том числе собственников ТЭС. Одним из таких мероприятий является определение вектора развития технологии СДПМ, активно применяемой в АО «СО ЕЭС». В статье предлагается вариант комплекса мер развития СДПМ как общей технологии дистанционного управления в АО «СО ЕЭС».

Введение

В ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах определён порядок оперативно-диспетчерского управления, осуществляемый диспетчерским персоналом АО «СО ЕЭС» посредством централизованного управления эксплуатационным состоянием и режимами работы объектов электроэнергетики. Управление режимами работы включает в себя управление мощностью объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками с целью предотвращения небалансов мощности и поддержания номинальной частоты.

Оперативно-диспетчерское управление осуществляется посредством отдачи диспетчерских команд путём непосредственного воздействия на режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления и иных мер. Диспетчерская команда отдаётся диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу нижестоящего или смежного диспетчерского центра или оперативному персоналу субъекта электроэнергетики.

В настоящее время используются следующие способы отдачи диспетчерских команд: отдача стандартных документируемых диспетчерских команд (далее – СДК) голосом по телефону и последующая их регистрация в ИУС «СРДК», а также технология СДПМ (система доведения плановой мощности из диспетчерских центров системного оператора до ГЭС по каналам АРЧМ – ГРАМ ГЭС), позволяющая отдавать т.н. команды на изменение задания плановой мощности (далее – КЗПМ) по протоколам ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104 на подключённые к СДПМ ГЭС (около 30 электростанций).

Технология доведения КЗПМ появилась в АО «СО ЕЭС» с введением в промышленную эксплуатацию СДПМ в 2019 году и позволила осуществить процесс доведения задания мощности непосредственно на исполняющий орган электростанции. При включенном автоматическом вводе команды на ГРАМ, задание сразу же распределяется на исполнение между генераторами ГЭС.

Тем не менее, дальнейшее развитие СДПМ сопряжено с рядом технических и организационных вопросов, а именно в части информационной безопасности, взаимодействия с иными типами объектов генерации, унификации деловых процессов в АО «СО ЕЭС» и других, и поэтому требует пересмотра структуры дистанционного задания плановой мощности, а также комплексного подхода в вопросах автоматизированной передачи СДК до субъектов ОРЭМ.

Предлагаемое решение

Одним из перспективных вариантов развития данной технологии на текущий момент является развитие СДПМ в тесной связи с ИУС «СРДК». Планируемый к реализации процесс описывается следующим образом (см. рисунок 1):

1. СРДК – система, в которой создаются, регистрируются, отображаются, хранятся, передаются между экземплярами системы и передаются в смежные системы СДК, а также контролируется их исполнение. СДПМ – система, отвечающая за транспорт СДК и плановых диспетчерских графиков непосредственно на исполняющие устройства субъектов.

2. В СРДК используются интерфейсы для регистрации и отображения всех СДК. Создаётся интерфейс для отображения результатов доставки СДК через СДПМ и результатов их исполнения.

3. В СДПМ исключается возможность отправки КЗПМ. Реализуется техническая возможность отправки всех, предусмотренных общими техническими требованиями (далее – ОТТ) СДК, и дальнейшее расширение перечня СДК.

4. Если субъект подключён к СДПМ и технология СДПМ позволяет передать команду требуемого типа, диспетчер при отдаче команды может выбрать, как отдать команду: стандартным образом (по телефону), или из СРДК через СДПМ. Команда в обоих случаях пройдёт стандартную процедуру регистрации в ИУС СРДК и отправки субъекту через ПАК «Modes-Terminal».

5. После попытки отправки СДК через СДПМ, СДПМ отвечает в СРДК результатом отправки СДК. Диспетчер контролирует результат доставки и исполнения СДК в новом интерфейсе СРДК. Для этого необходимо произвести корректировки существующих документов.

Предположительно, потребуются такие организационные изменения, как корректировки Порядка отдачи и регистрации СДК, ОТТ для подключения ГЭС к СДПМ, формуляров информационного обмена с субъектами, регламентов рынка, а также модификация СРДК, СДПМ, ПАК и ЛНА субъектов.

Преимущества предлагаемого варианта развития:

1. СРДК получает логическое продолжение. Каждая Система при этом выполняет свои задачи.

2. Снижается загрузка ОДС. В случае реализации предиктивного заполнения формы отдачи СДК наиболее часто отдающимися командами – значительное снижение загрузки.

3. Единое место хранения архива команд, отданных на станции, независимо от способа отдачи.

4. В перспективе не увеличивается количество экземпляров ИУС в диспетчерских центрах в перечне ЗОКИИ.

5. Дальнейшая трансформация СДПМ в модуль для ЗДУ, как следствие, в АО «СО ЕЭС» появляется полноценная EMS платформа.

Недостатки предлагаемого варианта развития:

1. Не все команды на текущий момент и в ближайшем будущем могут поддерживаться СДПМ, что может вызывать затруднения у диспетчера.

2. Сложности в организации процесса по привлечению субъектов к нововведениям.

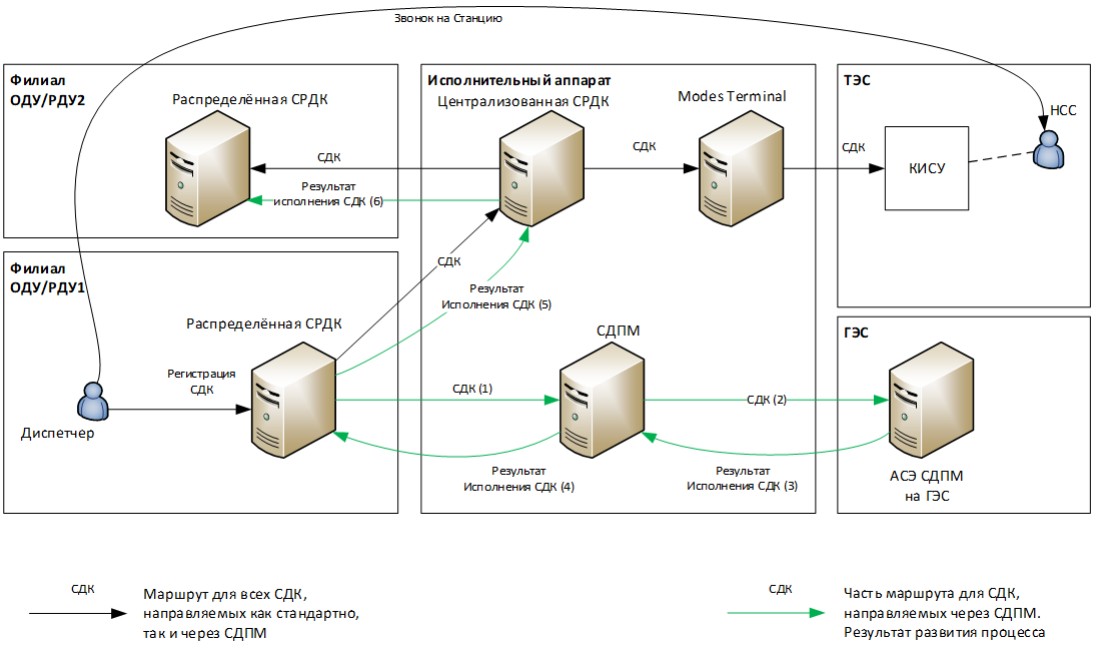


Рис. 1. Описание планируемого к реализации делового процесса

Дальнейшее развитие

Дальнейшим развитием СДПМ может стать её объединение с уже реализованной технологией Защищённого дистанционного управления (ЗДУ) с целью уменьшения объёмов и трудоёмкости деловых процессов, в т.ч. исключения дублирования однотипных функций в смежных системах, а также использования готовых решений импортозамещения программного обеспечения и доступа внутри АО «СО ЕЭС».

Заключение

Реализация предлагаемого варианта развития технологии СДПМ позволит перейти к разрешению ряда технических и организационных вопросов внутри АО «СО ЕЭС», приступить к её поступательному развитию, а также инициировать работу по разрешению неопределённости во внешних процессах, связанных с взаимодействием с субъектами генерации ЕЭС России.

ПРИМЕНЕНИЕ СОБЫТИЙ ОИК СК-11 В КАЧЕСТВЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Арбачаков М.Е.
Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ

Управление электроэнергетическим режимом – одна из основных задач, стоящих перед Системным оператором и закреплённая Федеральным законом ФЗ-35 «Об электроэнергетике» [1]. Данная задача требует особого внимания ко всем процессам, происходящим в энергосистеме, поэтому диспетчерский персонал должен обладать инструментами, обеспечивающими максимальную наблюдаемость за всеми параметрами или событиями, которые могут повлиять на электроэнергетический режим.

Основной технологией для выполнения наблюдения над энергосистемой является ИУС ОИК СК-11. Данный ИУС предоставляет возможность в различных формах наблюдать за всем, что происходит в энергосистеме.

Важной особенностью наблюдаемости является баланс между подробностью и количеством наблюдаемых параметров или событий. Излишняя подробность или слишком большое количество единиц информации приводит к тому, что получаемой информации становится слишком много – специалист может не успеть обработать все или не обратить внимание на более важные события в огромном потоке информации, за которой он должен наблюдать. Малое количество информации может привести к тому, что специалисту будет не хватать данных для принятия решений.

Одним из инструментов контроля параметров электроэнергетического режима являются события в ОИК СК-11. События – это сообщения, которые формируются при определённых обстоятельствах. Чаще всего триггером для срабатывания событий является пересечение каких-либо параметров определённых границ, срабатывание устройств релейной защиты или автоматики, изменение состояния оборудования.

На данный момент в операционной зоне ОДУ Сибири Пояснительная записка «О подходах при создании унифицированных форм ОИК СК-11в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири» [2] определяет какие события должны существовать в каждом диспетчерском центре. При этом существует возможность сотрудникам любой службы запросить создание дополнительных событий при необходимости. Чаще всего событиями пользуются сотрудники ОДС, САСДУ, ООЭАСУ в РДУ, СОЭАСУ в ОДУ и ИА.

Для отображения событий используются сводки событий. Они представляют собой окно, на котором отображены все характеристики события:

- дата и время формирования события;
- объект события;
- сообщение события;
- автор события.

На данный момент в ОИК СК-11 существует возможность создавать события, которые формируются на основе значений дискретов. Дискрету присваивается набор псевдонимов значений, содержащий в себе псевдонимы значений в качестве дочерних объектов. Каждому псевдониму значений присваивается событие. Для формирования события также необходимо задать контролируемые значения для значения дискрета и обеспечить наличие прав на формирование событий в базе данных «Права доступа» ОИК СК-11.

При соблюдении всех вышеперечисленных условий возможно формирование событий. Например, для дискрета с типом «Состояние коммутационного устройства» в информационной модели принято использовать набор псевдонимов значений «промежуточное состояние / откл / вкл / ошибка». Для данных псевдонимов значений в модели существует связь с событиями, которые являются дочерними для типа событий «Обработка

ТМ». В таблице 1 представлены варианты значений дискрета, псевдонимов значений и событий, которые могут существовать в ОИК СК-11.

Таблица 1 – Формирование событий для дискрета с типом «Состояние коммутационного устройства»

Значение дискрета	Псевдонимы значений	Событие
0	Промежуточное состояние	-
1	Отключено	Оборудование отключено
2	Включено	Оборудование включено
3	Ошибка	-

При использовании событий ОИК СК-11 в качестве средства контроля за параметрами были выявлены следующие недостатки:

– при нахождении параметров на границе формирования события часто возникает ситуация, когда формируются однотипные события. Такое явление сопровождается заполнением сводки событий одинаковыми сообщениями, что затрудняет просмотр других сообщений. При возникновении событий за короткий промежуток времени также происходит соответственное количество звуковых уведомлений, что негативно может сказаться на психологическом состоянии специалиста;

– формирование сообщений в событии ограничено жёстким шаблоном сообщения с возможностью использования лишь псевдонимы значения в качестве изменяемого фрагмента сообщения;

– сводка событий позволяет наблюдать лишь за фактом формирования события и не даёт возможности оперативно рассмотреть другие параметры объекта электроэнергетики.

Излишнего заполнения сводок событий однотипными сообщениями возможно избежать 3 способами:

1. Ограничить запись значения дискрета;
2. Ограничить формирование событий;
3. Ограничить отображение событий в сводке событий.

Ограничение записи значения дискрета или формирования события может затруднить анализ процессов, происходящих в энергосистеме, поэтому данные решения не являются приемлемыми. Ограничение отображения с возможностью анализа всех сформированных событий решает проблему и не имеет недостатков, описанных для первых двух вариантов решения проблемы.

Ограничение отображения событий возможно реализовать с помощью двух модификаций:

1. Введение задержки формирования звукового уведомления. Задержка подразумевает собой создание временного промежутка между принятием определённого значения дискретном и формированием звукового уведомления при генерации события;
2. Группировка событий, триггером для которого являлся один и тот же параметр.

Применение выдержки событий приведены на рисунке 1.

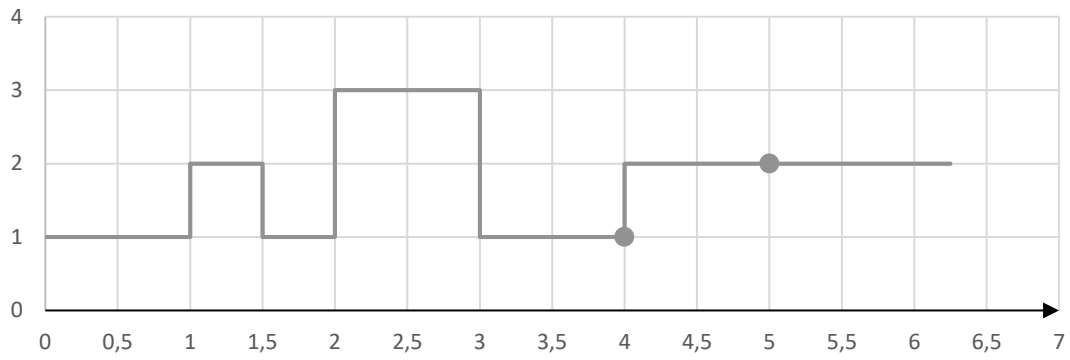


Рис. 1. Применение задержки событий

На рисунке 1 изображена демонстрация работы задержки звукового уведомления для событий, источником которых является дискрет с типом «Состояние коммутационного устройства» при принятии задержки в 1 секунду:

– при принятии значения 2 (1с. – 1,5с.) происходит формирование события, но без звукового уведомления, т.к. значение существует всего 0,5 секунд, что меньше 1;

– при принятии значения 1 (1,5с – 2с.) происходит формирование события, но без звукового уведомления, т.к. значение существует всего 0,5 секунд, что меньше 1;

– при принятии значения 3 (2с. – 3с.) не происходит формирования события, т.к. значение 3 не предусматривает формирования события (см. таблицу 1);

– при принятии значения 1 (3с. – 4с.) происходит формирование события совместно со звуковым уведомлением. Звуковое уведомление происходит в момент времени 4с.;

– при принятии значения 2 (4с. – 5,5с.) происходит формирование события совместно со звуковым уведомлением. Звуковое уведомление происходит в момент времени 5с.

Формирование шаблонов сообщения возможно сделать более гибкими и информативными путём создания запроса на модификацию, включающего следующие пункты:

– возможность вставлять в шаблон сообщения события больше изменяемых фрагментов сообщения;

– возможность использовать изменяемые фрагменты сообщения непосредственно в сообщении сводки событий для вызова контекстного меню с возможностью вызова тех же функций, что и на схемах/формах;

– возможность в качестве изменяемого фрагмента использовать объекты ИМ ДЦ: любой атрибут объекта и любые связи с другими объектами ИМ, для значений телеметрии – значение, псевдоним, код качества, расшифровку кода качества.

Реализация предложенных изменений потребует изменение структуры сводки событий в части таблицы, содержащей сообщения. Предлагается включить в запрос на модификацию следующие изменения:

1. Ликвидировать столбец «Объект». При внедрении возможности вставлять в шаблон сообщения событий объекты из ИМ необходимость в столбце становится неактуальной;
2. Добавить группировку сообщений событий, триггером которых является один и тот же параметр;
3. Добавить столбец, который давал бы возможность при нажатии на кнопку в столбце раскрывать или сворачивать сообщения события, описанного в предыдущем пункте (см. п.2);
4. Добавить столбец «Тип события». Добавление такого столбца позволило бы осуществлять фильтрацию или сортировку по типам событий для более оперативного анализа;
5. Добавить столбец «Количество событий». Необходимо для учёта количества сгруппированных событий;

Реализация предложений изменения структуры сводки событий в части таблицы, содержащей сообщения представлена на рисунке 2 и 3.

	Время	Тип события	Кол-во событий	Сообщение
	01.01.2024 12:00:03	Обработка ТМ	4	На **ПС 500 кВ Арбачаковская\ОРУ 220 кВ\В-220-1** принял состояние **"Отключено"**
	01.01.2024 12:00:02	Обработка ТМ	4	На **ПС 500 кВ Арбачаковская\ОРУ 220 кВ\В-220-1** принял состояние **"Включено"**
	01.01.2024 12:00:01	Обработка ТМ	4	На **ПС 500 кВ Арбачаковская\ОРУ 220 кВ\В-220-1** принял состояние **"Отключено"**
	01.01.2024 12:00:00	Обработка ТМ	4	На **ПС 500 кВ Арбачаковская\ОРУ 220 кВ\В-220-1** принял состояние **"Включено"**
	01.01.2024 11:40	Несоответствие уставок ДАР	1	Несоответствие групп уставок **ДАР**! Смотреть **Форма 16. Контроль групп уставок**

Рис. 2. Демонстрация предложенных изменений при развёрнутом списке сгруппированных событий

	Время	Тип события	Кол-во событий	Сообщение
	01.01.2024 12:00:03	Обработка ТМ	4	На **ПС 500 кВ Арбачаковская\ОРУ 220 кВ\В-220-1** принял состояние **"Отключено"**
	01.01.2024 11:40	Несоответствие уставок ДАР	1	Несоответствие групп уставок **ДАР**! Смотреть **Форма 16. Контроль групп уставок**

Рис. 3. Демонстрация предложенных изменений при свёрнутом списке сгруппированных событий

Заключение

В данной статье рассмотрены события ОИК СК-11 как средство контроля параметров электроэнергетического режима энергосистемы. Выделены недостатки текущих принципов формирования, визуального и звукового представления сообщений событий, а также предложены варианты запросов на модификацию.

Внедрение предложенных модификаций позволит более эффективно использовать сводки событий в качестве инструмента для анализа событий:

– группировка событий по параметру-источнику позволит избавиться от явления заполнения сводки событий одинаковыми сообщениями;

– возможность использовать изменяемые фрагменты в шаблоне сообщения события позволит сделать события более гибкими и информативными, а также упростит анализ прочих параметров при использовании контекстного меню непосредственно из сводки событий.

– изменение в структуре таблицы сводки событий позволит использовать пространство таблицы только для актуальных данных, а при анализе позволит оперативно отфильтровать или сортировать только необходимые сообщения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 14.02.2024) «Об электроэнергетике».

2. Пояснительная записка 06.05.2022 «О подходах при создании унифицированных форм ОИК СК-11 в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири» в соответствии с распоряжением Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири от 28.02.2020 №28р «О создании рабочей группы ОИК НП».

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ВЕРОЯТНОСТНОГО ПОДХОДА

Пахомова А.О.
Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ

Введение

В настоящее время при управлении режимом работы энергосистемы для регулирования напряжения в контрольном пункте по напряжению (далее – КП) используются средства регулирования напряжения (далее – СРН). Решение о том, какие СРН необходимо использовать, принимает диспетчерский персонал на основе информации об их эффективности. Определение СРН, которые могут быть использованы для регулирования напряжения и их эффективности, осуществляется при назначении КП. Также данная информация актуализируется при вводе в эксплуатацию новых СРН или при значительных изменениях в топологии сети. Расчёты по определению влияющих СРН и эффективности средств регулирования напряжения осуществляются для режимов зима/лето, час минимума/максимума нагрузки. При этом в качестве результирующего значения эффективности СРН принимается наименьшее из полученных значений. Таким образом, в существующей практике для анализа эффективности СРН и их влияния на процесс регулирования напряжения используется детерминистический подход, который реализуются в виде точечных состояний системы исходя из наиболее тяжёлого случая. В условиях реальной эксплуатации стохастический характер изменчивости параметров режима работы ЭЭС создают случайные флуктуации напряжений в узлах и перетоков мощности по ЛЭП, которые оказывают влияние на величины эффективности СРН, что может привести к тому, что информация об эффективности СРН может не соответствовать их фактической эффективности. Поэтому в рамках данной работы разрабатывается программное обеспечение, задача которого заключается в автоматизации метода, оценивающего эффективность СРН на основе вероятностных подходов. Данное программное обеспечение позволит на основе анализа эффективности средств регулирования напряжения в большой совокупности режимов работы ЭЭС определить её наиболее вероятное значение для большинства возможных режимов работы ЭЭС [1].

Методика определения СРН на основе вероятностного подхода.

В данной работе оценка эффективности СРН осуществляется на основе вероятностного подхода. Для его реализации был использован метод Монте-Карло. Он заключается в том, что вместо аналитических вычислений различных вероятностных характеристик производится моделирование («розыгрыш») возможных режимов работы ЭЭС с помощью массивов случайных чисел, в качестве которых выступают влияющие факторы на эффективность СРН. В процессе работы выбирается интервал времени, на котором будет производиться исследование. Далее указывается СРН и его контрольный пункт. По этим данным формируется пул режимов. Далее выполняется расчёт эффективности СРН в каждом режиме для указанного интервала времени. По результатам расчёта формируется гистограмма эффективности СРН применительно к конкретному СРН [2].

Характеристика объектов автоматизации.

В настоящее время для управления режимом используются значения эффективности СРН, прописанные в ПУР. Данные значения рассчитаны для определённых схемно-режимных ситуаций. И зачастую указанные значения являются заниженными относительно реальной эффективности СРН. Придуманный мною подход позволяет рассчитывать значение эффективности СРН на определённом интервале времени. По результатам расчёта формируется наиболее вероятное значение эффективности СРН. Разработанное программное обеспечение будет работать следующим образом. Специалист-технолог вводит необходимые

параметры для расчёта эффективности СРН: временной диапазон, количество срезов в каждом из дней указанного диапазона, номер КП, номер СРН, а также вид СРН. После этого специалисту-технологу необходимо будет выбрать директорию (путь), по которой Система обратиться к архивной папке с режимами СМЗУ. Далее Система производит расчёт эффективности СРН. По результатам формируется гистограмма значений эффективности СРН и указывается наиболее вероятное значение эффективности СРН. У пользователя будет возможность сохранить отчёт о результатах расчёта.

Решения по структуре системы

Архитектура разрабатываемой системы, а также компоненты, входящие в эту систему представлены на диаграмме компонентов, расположенной на рисунке 1. Система представляет из себя настольное приложение для ОС Windows 11 или совместимой. Система состоит из четырёх компонентов. Также присутствуют два внешних компонента – это ПК «RastrWin3» и ПАК «СМЗУ». Взаимодействие с компонентом ПАК «СМЗУ» осуществляется с помощью компонента «Обработка файла режима из СМЗУ». Система обращается к папке, которую указывает пользователь. В этой папке расположены архивные файлы из ПАК «СМЗУ», которые в свою очередь разбиты на папки, в названии которых указаны даты формирования папок. Когда пользователь указывает интервал времени, система находит папки, соответствующие указанным дням, и забирает из найденных папок файлы режима после оценки состояния.

Взаимодействие с компонентом RastrWin3 осуществляется в компоненте «Обработка данных из RastrWin3» с помощью библиотеки Australia.dll. В этом компоненте прописаны основные методы для работы с файлами режима, а именно получение и загрузка данных. Компонент «Расчёт эффективности СРН» производит расчёты значений эффективности в зависимости от вида средства регулирования напряжения. По рассчитанным значениям формируется наиболее вероятное значение эффективности и строится гистограмма со значениями эффективности. Компонент «Формирование отчёта о результатах расчёта» формирует отчёт в формате Microsoft Office Word, который состоит из таблицы с информацией о результатах расчёта и рисунка с гистограммой.

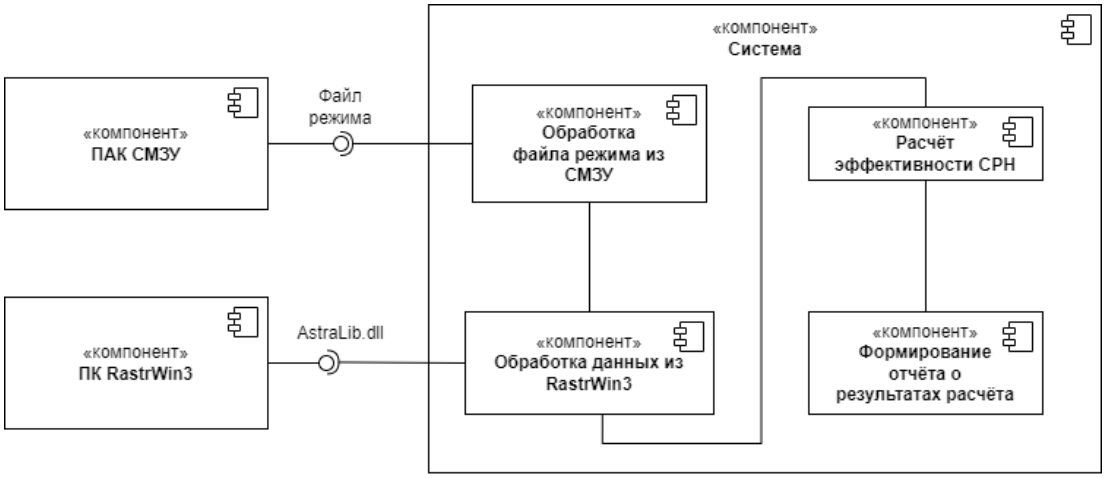


Рис. 1. Диаграмма компонентов

Решения по средствам связи для информационного обмена между компонентами системы

С ПАК СМЗУ разрабатываемая система взаимодействует посредством архивных файлов СМЗУ. Внутри архива находятся файлы в формате RastrWin3, которые не имеют расширения. Для работы с этими файлами применяется библиотека AstraLib.dll. Взаимодействие с ПК

RastrWin3 в задачах получения и передачи данных производится также через библиотеку AstraLib.dll, которая позволяет выполнять расчёты электроэнергетических режимов.

Тестирование работы системы осуществлялось для КП, входящих в операционную зону ОДУ Сибири. Для проведения расчётов использовались расчётные модели энергосистемы, полученные из выходных файлов СМЗУ, соответствующие срезам телеизмерений для периода времени с 11.01.2023 по 17.01.2023.

Сценарий тестирования №1: Сценарий для проверки работы алгоритма расчёта значения эффективности управляемого реактора УШР-500 на ПС 500 кВ Томская относительно КП на ПС 500 кВ Ново-Анжерская.

При запуске программы открывается вкладка «Исходные данные». Заполним исходные данные (рисунок 2). Для начала введём период времени, соответствующий срезам телеметрии, и укажем количество срезов в каждом расчётном дне. Далее укажем номер узла контрольного пункта, соответствующий номеру узла КП на ПС 500 кВ Ново-Анжерская в расчётной модели. После этого необходимо указать номер узла СРН и его тип, соответствующий УШР-500 на ПС 500 кВ Томская.

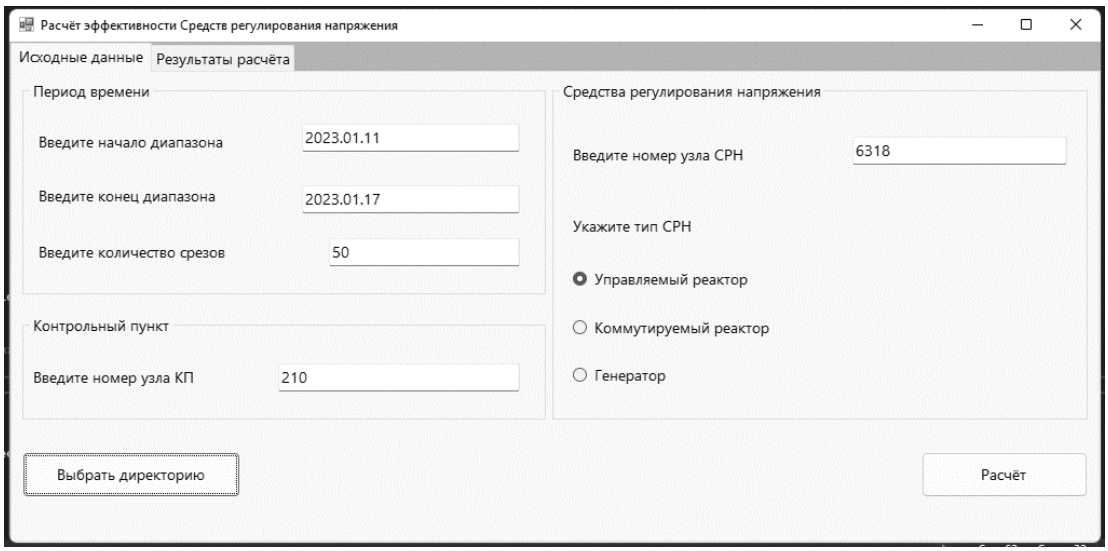


Рис. 2. Заполнение исходных данных

Далее необходимо указать директорию, в которой хранятся папки, содержащие срезы телеметрии (рисунок 3). При нажатии на кнопку «Выбрать директорию» открывается диалоговое окно. В нём можно выбрать нужную папку.

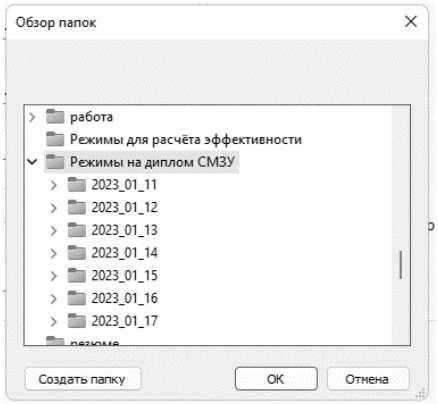


Рис. 3. Выбор директории

После указания всех необходимых параметров можно запускать расчёт при помощи нажатия на кнопку «Расчёт». Основную часть расчёта занимает выполнение расчёта режимов, выполняемых ПК «RastrWin3». Совокупное время расчёта составило – 2 минуты 57 секунд. Результаты расчёта приводятся на второй вкладке главной формы приложения «Результаты расчёта» (рисунок 6). Здесь мы можем увидеть две таблицы с информацией о КП и СРН. Во второй таблице в столбце «Эффективность СРН» приведено наиболее вероятное значение эффективности СРН. Также здесь представлена гистограмма, которая построена по значениям эффективности, которые получались во время расчёта. По оси X расположены уникальные значения эффективности, а по оси Y расположены количество расчётных случаев, в которых получалось то или иное значение эффективности СРН.

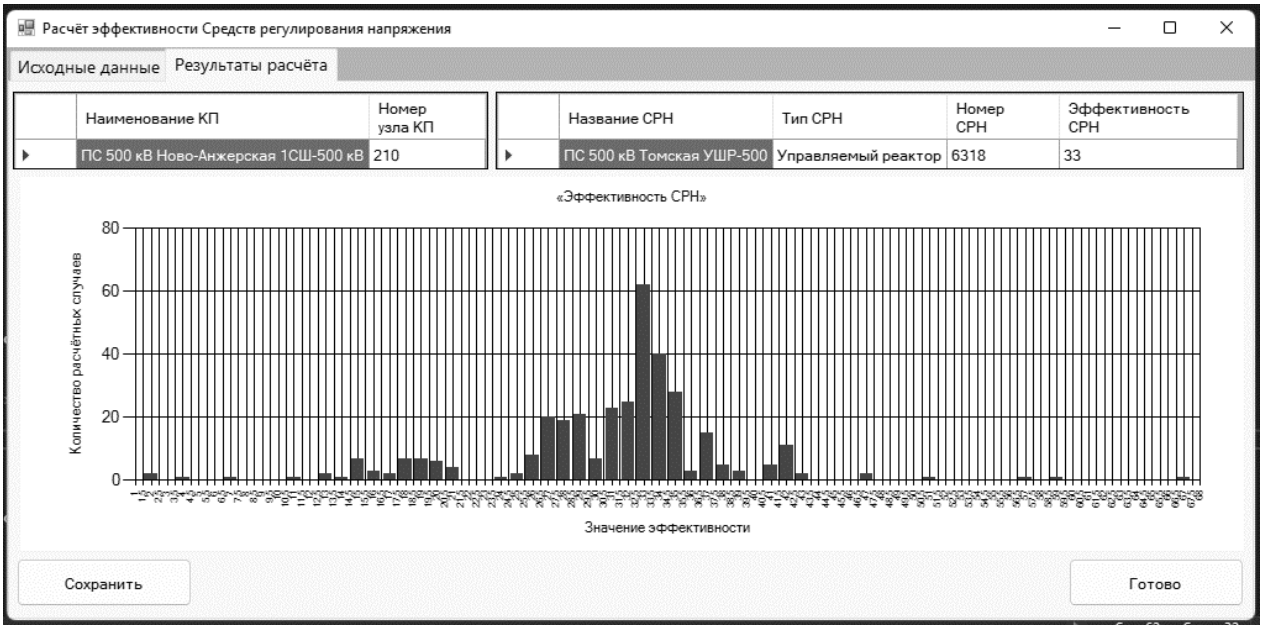


Рис. 4. Результаты расчёта

Сравним результаты программного расчёта с ручным расчётом в таблице 1. Как мы видим, результаты расчёта совпадают.

Таблица 1. Сравнение результатов расчёта

КП по напряжению	СРН для предложенного КП	Значение эффективности по ручным расчётам	Значение эффективности по расчётам программы
ПС 500 кВ Ново-Анжерская	УШР-500 ПС 500 кВ Томская	33	33

Также на второй вкладке присутствует кнопка «Сохранить», которая формирует отчёт о результатах расчёта и сохраняет их в формат .docx.

Выводы

Разработано не имеющее аналогов средство автоматизации для определения наиболее вероятного значения эффективности СРН. Реализация программного обеспечения выполнена в среде разработки Microsoft Visual Studio 2022. В рамках реализации настроено взаимодействие с расчётной библиотекой ПК RastrWin3. Интеграция программного обеспечения с ПАК СМЗУ осуществлена за счёт получения файлов режимов из архива СМЗУ. Разрабатываемое программное обеспечение планируется использовать в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС» специалистами СЭР для получения значений эффективности СРН, а

также результаты расчётов будут использоваться диспетчерским персоналом при управлении режимом.

Новый подход выполняет расчёты эффективности на большой совокупности режимов и формирует наиболее вероятное значение эффективности, приближенное к фактическому. Применение предложенного метода позволит определить оптимальный состав СРН на момент принятия решения о выборе диспетчерской команды диспетчерским персоналом в рамках текущей схемно-режимной ситуации для управления режимом по напряжению и реактивной мощности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Постановление правительства РФ от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

2. Войтишек А.В. Основы метода Монте-Карло [Текст]: учебное пособие / А.В. Войтишек. – Новосибирск, 2010. - 108 с.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННОЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ СТЕПЕНИ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ СЕТИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Голдесов Д.Н.
Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленск

Для обеспечения надёжного функционирования и повышении эффективности любой электроэнергетической системы, которое связано с увеличением пропускной способности сети дежурные диспетчеры Системного оператора (СО) непрерывно следят по данным телеметрической информации за соблюдением контролируемых параметров режима ЭЭС. Данная проблема становится актуальной при большом объёме в балансе мощности возобновляемых источников электроэнергии, которые характеризуются неравномерным режимом работы. Для решения данной задачи необходимо строительство, как новых сетевых элементов (линий электропередачи (далее – ЛЭП), трансформаторного оборудования и т.д.), так и применением современных интеллектуальных систем, позволяющих определять максимальную пропускную способность сети в реальном времени. Максимальное использование пропускной способности контролируемого сечения уменьшает вероятность перегруза контролируемого сечения и перевода потребителей энергоузла на схемы с односторонним питанием, которые характеризуются значительными рисками нарушения электроснабжения в случае единичного отключения в энергосистеме.

При расчёте электроэнергетических режимов системы оценивается устойчивость на основе соблюдения условия: переток активной мощности по элементу (или группе элементов) не должен превышать максимально допустимого значения, определённого в соответствии с соответствующим документом [1]. Соблюдение этого условия гарантирует приемлемость параметров электроэнергетического режима как в нормальной (ремонтной) схеме сети, так и в послеаварийной режимах после наиболее тяжёлых нормативных возмущений. Для элементов и группы элементов, определяемых ДЦ, вводится понятие контролируемого сечения, которое позволяет ДЦ контролировать и регулировать переток активной мощности для обеспечения устойчивости системы и поддержания заданных режимов при возможных аварийных отключениях.

Таким образом, ДЦ использует значения активной мощности в КС, которые получены путём расчёта МДП (а также АДП – аварийно-допустимого перетока) для планирования (на различные интервалы времени) и управления (в реальном времени) режимами работы ЕЭС России.

Для определения МДП в КС применяются следующие основные критерии:

1. Коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности (далее – Коэффициент по активной мощности) в нормальном режиме – не менее 20%;

2. Коэффициент по активной мощности в послеаварийных режимах (далее – ПАР) после нормативных возмущений (далее – НВ) – не менее 8%;

3. Коэффициент запаса устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в ПАР после НВ – не менее 10%;

4. Обеспечения динамической устойчивости при НВ;

5. Обеспечения допустимой токовой нагрузки ЛЭП и оборудования в нормальном и ПАР после НВ [1].

Для планируемой схемы сети МДП в КС определяется по каждому критерию на основе результатов расчёта параметров режимов ЭЭС, а затем выбирается наименьший МДП в КС из полученных. В результате формируется результат предварительных расчётов, который отображает предельные режимы в зависимости от схемы ЭС и параметров режимов ЭЭС. Согласно [2], расчёты режимов электрической сети проводятся для наиболее тяжёлой

траектории утяжеления, что соответствует наименьшему значению МДП в КС, путём перераспределения выработки активной мощности между электрическими станциями и/или изменения нагрузки для наиболее загруженных узловых подстанций (районов, территорий) [3].

Использование данного подхода при определении МДП в КС может привести к тому, что текущий режим работы может не соответствовать принятой наиболее тяжёлой траектории (то есть, быть менее нагруженным), а, следовательно, что МДП в КС для данной ситуации будет недостоверной и должен быть увеличен. Если этого не сделать, то дежурный диспетчер ДЦ будет продолжать управлять режимом работы ЭС на основании заниженных (неактуальных для текущей ситуации) величин МДП в КС, что фактически накладывает ограничения на пропускную способность электрической сети. Расчёт актуального МДП в КС в режиме реального времени требует значительных трудозатрат и на практике выполняется редко, а иногда не может быть быстро выполнен из-за отсутствия технологов на рабочих местах в ночное время и в выходные дни.

Для обеспечения возможности произведения расчётов актуального МДП в КС для различных схемно-режимных ситуаций была разработана система мониторинга запасов устойчивости (далее - СМЗУ).

Программно-аппаратный комплекс (далее - ПАК) СМЗУ разработан АО НТЦ ЕЭС. Функцией СМЗУ является расчёт величины МДП в КС в режиме реального времени, что позволяет учитывать текущие изменения схемно-режимной ситуации в энергосистеме с учётом управляющих воздействий ПА и тем самым даёт дополнительные возможности по использованию пропускной способности электрической сети без снижения уровня надёжности энергосистемы. Расчёты проводятся на модели ЭС и включают в себя информацию о значительно большем числе элементов и схемно-режимных ситуаций ЭЭС, чем те, которые может заранее учитывать технолог при проведении расчётов ЭЭС режимов.

ПАК СМЗУ имеет две подсистемы: сервисную и технологическую [4].

Сервисная подсистема разделяется на три уровня взаимодействия с данными:

– первый уровень – «Сервисы циклической обработки данных»;
– второй уровень – «База данных»;
– третий уровень – «Пользовательские программы».

На рисунке 1 показана структурная схема ПАК СМЗУ, предназначенная для определения МДП и АДП активной мощности в КС.

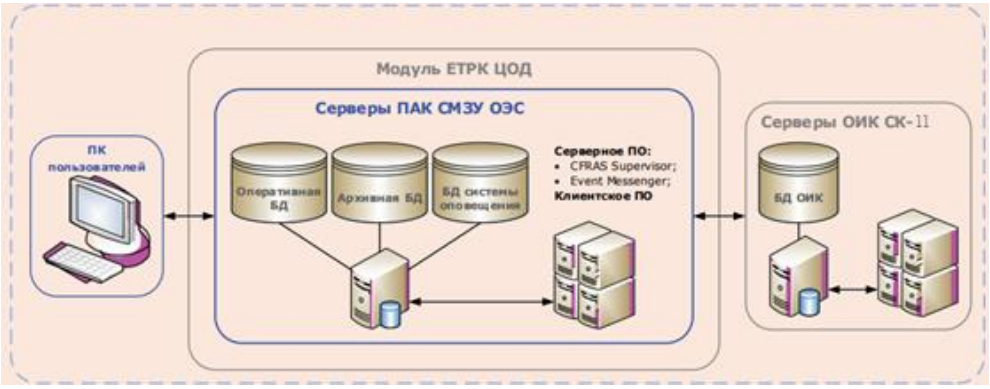


Рис. 1. Структурная схема ПАК СМЗУ ОЭС

В данной статье рассмотрены расчёты МДП активной мощности в КС в следующих режимах: off-line (технолог) и on-line (СМЗУ).

В данной статье рассмотрены расчёты МДП, АДП, рассчитанные технологом заранее для фактической схемно-режимной ситуации на примере ЭС, показанной на рисунке 1. Расчёт ЭЭС режимов производился в программном комплексе «RastrWin3». Введено КС «Питающее» состоящее из ЛЭП 220 кВ: 1-5, 2-3, 2-4, 2-5, связывающих избыточную часть ЭС с дефицитной.

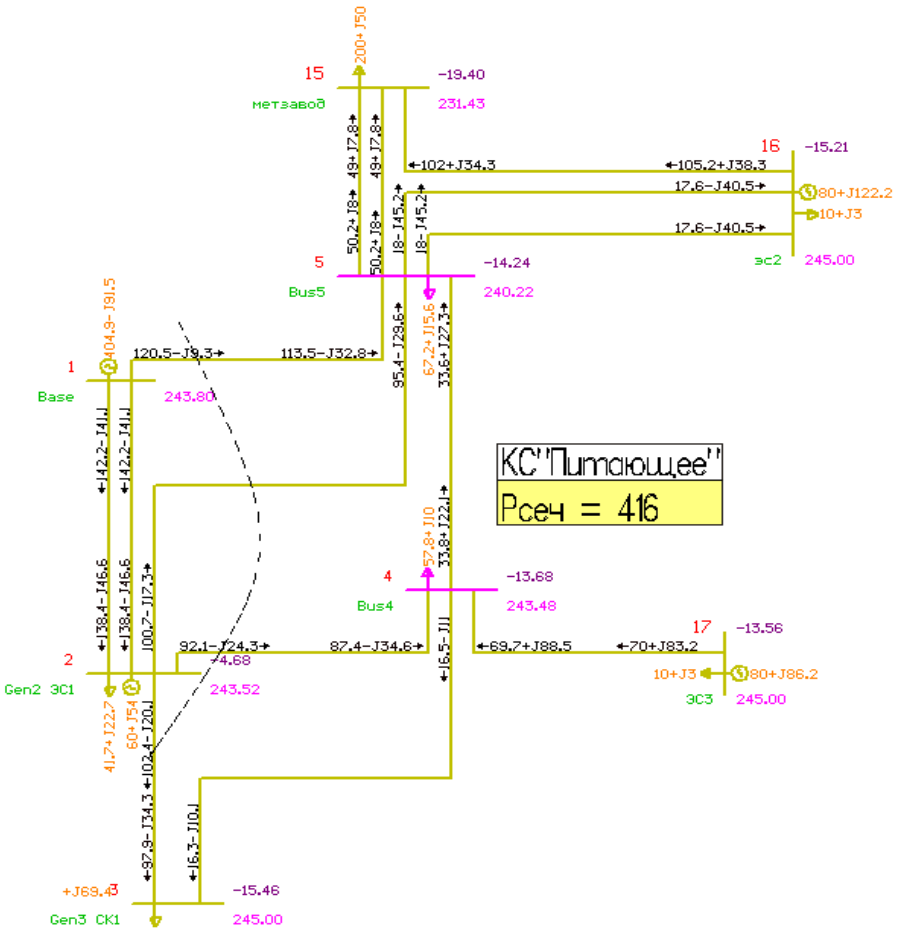


Рис. 2. Нормальная схема электрической сети

В таблице 1 представлены результаты расчётов МДП в КС «Питающее» для нормальной (все ЛЭП, входящие в сечение в работе) и единичных ремонтных схем.

Таблица 1. Результаты расчёта МДП для сечения «Питающее» для Тнв=25 °С.

Схема КС	Технолог	СМЗУ	Критерий определения МДП	Увеличение пропускной способности сети, МВт (%)
	МДП, МВт	МДП, МВт		
Нормальная	431	485	АДТН ЛЭП 220 кВ ПС 1-2 в ПАР ЛЭП 220 кВ ПС 1-5	54 (11,13)
Отключена ЛЭП 220 кВ ПС 1-5	343	409	АДТН ЛЭП 220 кВ ПС 2-4 в ПАР ЛЭП 220 кВ ПС 2-5	66(16,14)
Отключена ЛЭП 220 кВ ПС 2-5	376	437	АДТН ЛЭП 220 кВ ПС 2-3 в ПАР ЛЭП 220 кВ ПС 2-4	61(13,96)
Отключена ЛЭП 220 кВ ПС 2-3	347	407	АДТН ЛЭП 220 кВ ПС 2-4 в ПАР ЛЭП 220 кВ ПС 2-5	60(14,74)
Отключена ЛЭП 220 кВ ПС 2-4	368	432	АДТН ЛЭП 220 кВ ПС 1-5 в ПАР ЛЭП 220 кВ ПС 2-5	64(14,81)

Примечание: АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка.

Применение СМЗУ при управлении электроэнергетическим режимом позволяет более полно использовать пропускную способность электропередач в зависимости от характера и структуры контролируемого сечения. Повышение возможностей пропускной способности

сети положительно скажется на технико-экономических показателях ЭС за счёт возможности передачи большего объёма электроэнергии от наиболее экономичных электростанций в дефицитные узлы и на цене электроэнергии для конечных потребителей.

Результаты, полученные в данной статье, могут быть подкреплены положительным опытом использования СМЗУ в КС в ряде диспетчерских центров АО «СО ЕЭС».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 3 августа 2018 года N 630 "Об утверждении требований к обеспечению надёжности ЭЭС систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок"

Электронный источник: https://docs.cntd.ru/document/542630877

2. СТО 59012820.27.010.004-2020. Правила определения максимально допустимых и аварийно-допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, а также допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях при работе в вынужденном режиме: дата введения 09.07.2020 / Внесён акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы», 2020. – 25 с.

3. Расчёты допустимых перетоков мощности в энергосистемах: учебное пособие / С. А. Ерошенко, А. О. Егоров, В. О. Самойленко, А. И. Хальясмаа; научный редактор А. А. Суворов; Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина. — Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2017. — 86, [2] с. — ISBN 978-5-7996-1994-7.

4. Неуймин, В. Г. Внедрение системы мониторинга запасов устойчивости при планировании и управлении электроэнергетическим режимов ОЭС Сибири / Неуймин В. Г., Останин А. Ю., Томалев А.А. –Учредители: «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», 2019. – 37 с.

Научный руководитель: Назаров А.А., кандидат технических наук, старший диспетчер Филиала АО "СО ЕЭС" Смоленское РДУ.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА АВТОМАТИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ КОММУТАЦИЯХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ДЛЯ ЗАДАЧ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЭС

Пушкарев М.А.[1], Кац И.М. [1], Даниленко О.Л. [2]
[1]ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
[2]Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

Введение

Специалисты службы электрических режимов АО «СО ЕЭС» выполняют расчёты допустимых напряжений для определения условий ввода в работу ЛЭП. В случаях, если максимально допустимое напряжение получается ниже номинального, диспетчерскому персоналу перед проведением операций по включению ЛЭП необходимо в программном комплексе оценивания состояния выполнить расчёт максимально допустимых напряжений без фиксации реактивной мощности управляемых средств регулирования напряжения.

Расчёты могут выполняться в ПК Rastrwin на основе оценённого режима, полученного с помощью ПАК СМЗУ или в модуле «Анализ режимов» (TNA СК-11).

Процесс расчёта является достаточно трудоёмким и занимает большое количество времени. Разработка алгоритма автоматического определения допустимых уровней напряжения при коммутациях линий электропередач для задач оперативного управления ЭЭС и его дальнейшая автоматизация существенно сократит время, необходимое для выполнения данной задачи.

Методика определения допустимых уровней напряжений перед постановкой ЛЭП под напряжение для оперативных расчётов

Подготовительным этапом является формирование расчётной модели со сбалансированным электроэнергетическим режимом. Далее осуществляется моделирование вариантов включения ЛЭП:

1. Одностороннее включение ЛЭП под напряжение.

Напряжения в узле начала и конца ЛЭП не должны превышать следующих значений:

– при включении ЛЭП в транзит вручную:

При наличии на ЛЭП со стороны, на котором производится включение ЛЭП в транзит устройства АОПН напряжение на разомкнутом и замкнутом конце ЛЭП ($U_{РК}$ и $U_{ЗК}$) должно соответствовать:

$$\begin{aligned} U_{РК} &= \text{мин}(k_{ВОЗ} \cdot U_{АОПН1}; U_{АОПН1} - 5\ \text{кВ}) \\ U_{ЗК} &= \text{мин}(k_{ВОЗ} \cdot U_{АОПН1}; U_{АОПН1} - 5\ \text{кВ}) \end{aligned} \quad (1)$$

где $U_{АОПН1}$ – значение уставки первой (чувствительной) ступени устройства АОПН; $k_{воз}$ – коэффициент возврата измерительного органа напряжения устройства АОПН.

При отсутствии на ЛЭП устройства АОПН значения $U_{РК}$ и $U_{ЗК}$ не должны превышать значения напряжения допустимое на время 20 минут, определяемое в соответствии с [1].

При включении ЛЭП в транзит с помощью ПАВ:

При наличии на ЛЭП устройства АОПН $U_{РК}$ и $U_{ЗК}$ должны соответствовать:

$$\begin{aligned} U_{РК} &= \text{мин}(k_{ВОЗ} \cdot U_{АОПН2}; U_{АОПН2} - 5\ \text{кВ}) \\ U_{ЗК} &= \text{мин}(k_{ВОЗ} \cdot U_{АОПН2}; U_{АОПН2} - 5\ \text{кВ}) \end{aligned} \quad (2)$$

где $U_{АОПН2}$ – значение уставки второй ступени устройства АОПН.

При отсутствии на ЛЭП устройства АОПН значения $U_{РК}$ и $U_{ЗК}$ не должны превышать значения напряжения допустимое на время 20 с., определяемое в соответствии с [1].

Если значение напряжения в узле начала или (и) конца ЛЭП превышает значение $U_{РК}$ и $U_{ЗК}$, то необходимо выполнить регулирование напряжения в узле объекта электроэнергетики, со стороны которого производится постановка ЛЭП под напряжение, с целью снижения напряжений в узлах начала или (и) конца ЛЭП до значений UРК и UЗК.

В случае невозможности снижения напряжений необходимо проверить выполнение условия, выполнив включение ЛЭП с другой стороны.

2. Включение ЛЭП с двух сторон.

В данном случае напряжения в узле начала и конца ЛЭП не должны превышать:

– для сети 500 кВ и выше – повышенного напряжения, допустимого на 3 часа при отсутствии возможности снижения напряжения ниже наибольшего рабочего напряжения ($U_{3ч}$);

– для сети 110 – 330 кВ – наибольшего рабочего напряжения ($U_{н.р.}$).

Если полученные напряжения превышают допустимые значения, необходимо выполнить регулирование напряжения с целью снижения напряжения в узле начала и конца ЛЭП ниже величины $U_{3ч}$ или $U_{н.р}$.

3. Необходимо смоделировать отключение ЛЭП с двух сторон и выполнить анализ напряжений в ближайших контрольных пунктах (КП).

Напряжения в ближайших КП не должны быть ниже нижней границы графика напряжения. Если напряжения в ближайших КП не ниже нижней границы графика напряжения, расчётные значения напряжения ($U_{расч}$) в узлах начала и конца ЛЭП являются допустимыми напряжениями, при которых выполняется постановка ЛЭП под напряжение.

После определения расчётного напряжения или при невозможности выполнения любого из критериев, указанных в п. 1, 2, 3, в связи с недостаточным объёмом средств регулирования напряжения, дальнейший порядок включения ЛЭП определяется в соответствии с Типовыми алгоритмами включения ЛЭП.

Перед включением ЛЭП необходимо учитывать достаточность объёмов средств регулирования напряжения для обеспечения допустимых по величине и длительности напряжений в ближайших КП и в узле начала и конца ЛЭП после включения ЛЭП.

Разработка алгоритма определения состава СРН и регулирования напряжения

При регулировании напряжения в КП оперативно-диспетчерский персонал принимает решение о необходимости изменения эксплуатационного состояния и режима работы средств регулирования напряжения (СРН) с целью обеспечения заданного напряжения.

В данной работе в качестве показателя для выбора СРН для дальнейших исследований принята фактическая эффективность СРН, которая определяется как:

$$Э_{СРНi} = \sum_{i}^{N} \frac{\Delta Q_{СРНi}}{\Delta U_{КП}} \quad (3)$$

где $\Delta Q_{СРНi}$ – изменение реактивной мощности i-го СРН, Мвар; N – количество СРН; $\Delta U_{КП}$ – изменение напряжение в КП, кВ.

При регулировании напряжения в КП учитываются СРН, у которых:

1. Изменение состояния одного неуправляемого СРН осуществляется с эффективностью 1 кВ и более на коммутацию;

2. Изменение реактивной мощности в границах диапазона от Q_{min} до Q_{max} одного управляемого СРН или генератора станции достаточно для изменения напряжения в КП на 1 кВ и более;

3. Для изменения напряжения в КП на 1 кВ суммарное изменение загрузки генераторов электрических станций по энергосистеме составляет 180 Мвар и менее для КП в сети 500 кВ и 100 Мвар и менее для КП 220/110 кВ.

Приоритет использования СРН для КП зависит от их типа и имеет следующий порядок:

1. Изменение мощности управляемых СРН;

2. Изменение реактивной мощности генераторов электростанций, выдача мощности которых осуществляется непосредственно в сеть 500 кВ через блочные трансформаторы;

3. Изменение реактивной мощности генераторов электростанций, выдача мощности которых осуществляется в сеть 220 – 110 кВ;

4. Неуправляемые СРН.

В рамках одной группы порядок задействования СРН осуществляется в порядке снижения эффективности.

Работа алгоритма заключается в следующем:

1. На начальном этапе для каждого СРН определяется коэффициент эффективности и анализируется степень влияния каждого СРН на напряжение в КП. Если СРН не удовлетворяет требованиям, то в дальнейших расчётах оно не учитывается. В случае, если требования выполняются, СРН добавляется в список. Также, дополнительно, в данном процессе учитывается остаточный регулировочный диапазон СРН. Если изменение режима работы СРН в сторону снижения напряжения в требуемом узле от величины его текущей загрузки по реактивной мощности до соответствующей границы регулировочного диапазона не приводит к изменению напряжения в данном узле на 1 кВ, в список используемых СРН оно не добавляется;

2. На основе полученного списка формируется приоритетность использования СРН в соответствии с рассчитанным коэффициентом эффективности и типом СРН;

3. Далее СРН по очереди, начиная с самого приоритетного, добавляется в набор и загружается до максимума/минимума потребления/выдачи реактивной мощности до тех пор, пока не выполнится условие $U_{расч} \leq U_{зд}$ или пока не будут использованы все СРН;

4. Далее выполняется точное регулирование напряжения. Начиная с конца сформированного набора (начиная с менее эффективного) производится разгрузка СРН до тех пор, пока напряжение не достигнет $U_{зд}$ с точностью T_U;

5. В итоге пользователю выводится список использованных СРН и параметры режима их работы, а также расчётные значения напряжения.

Оценка работоспособности разработанного алгоритма

В качестве исходных данных используется оценённый режим работы ЭЭС, полученный от СМЗУ.

Рассмотрен случай, когда со стороны ПС 500 кВ Барнаульская шунтирующий реактор отключен (в ремонте).

1. Включение ЛЭП со стороны ПС 500 кВ Рубцовская.

Значение напряжения со стороны ПС 500 кВ Барнаульская превышает напряжение $U_{РК}$ (575 кВ). Поэтому необходимо выполнить регулирование напряжения в КП ПС 500 кВ Рубцовская (СШ 500 кВ).

Выполним расчёт эффективности СРН на текущем режиме работы энергосистемы и сформируем приоритетность использования СРН. В рамках одной группы порядок задействования СРН осуществляется в порядке снижения эффективности (табл. 1 и 2).

Таблица 1. Формирование приоритетности использования управляемых СРН в КП ПС 500 кВ Рубцовская

СРН	$Э_{СРНi}$, Мвар/кВ
УШР ПС 500 кВ Семей	44,65
Р-5017 ЕЭК	97,40
УШР-1-220 и УШР-2-220 ПС 220 кВ Светлая	292,93
Изменение суммарной генерации реактивной мощности ЕЭК	63,72
Изменение суммарной генерации реактивной мощности Экибастузская ГРЭС-1	671,23
Изменение суммарной генерации реактивной мощности Шульбинской ГЭС	81,80
Изменение суммарной генерации реактивной мощности ТГ-3 – ТГ-8 Бийской ТЭЦ-1	249,00
Изменение суммарной генерации реактивной мощности ТГ-5 – ТГ-9 Барнаульской ТЭЦ-2, ТГ-1 – ТГ-3 Барнаульской ТЭЦ-3	611,00

Далее будем изменять генерацию реактивной мощности генераторов ЕЭК. Результаты расчётов показали, что значения напряжений по концам ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская не превышают напряжений $U_{ЗК}$ и $U_{РК}$ (575 кВ).

По результатам расчётов, напряжение на разомкнутом конце составляет 574,55 кВ.

Таблица 2. Формирование приоритетности использования неуправляемых СРН в КП ПС 500 кВ Рубцовская

Неуправляемые СРН	$Э_{СРНi}$, Мвар/кВ	Примечания
Р-3 (Р-1, Р-2) ПС 500 кВ Барнаульская	16,88	В ремонте
Р-2 (Р-1) ПС 500 кВ Рубцовская	15,46	–
Р-5537 ЕЭК	0,21	–
Р1-1106 (Р2-1106, Р3-1104, Р4-1104) ПС 1150 кВ Алтай	0,03	–
Р-5370 (Р-5384) ПС 500 кВ Семей	0	Включен в исходном режиме
Р-5577 Экибастузская ГРЭС-1	0	Включен в исходном режиме

2. Включение ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская с двух сторон.

При включении ЛЭП с двух сторон напряжение на ПС 500 кВ Барнаульская и на ПС 500 кВ Рубцовская не превышает наибольшее рабочее (повышенного напряжения, допустимого на 3 часа при отсутствии возможности снижения напряжения ниже наибольшего рабочего (551,25 кВ)).

3. Отключение ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская с двух сторон.

Напряжения в ближайших КП не ниже нижней границы графика напряжения. Следовательно, расчётные значения напряжения ($U_{расч}$) в узлах начала и конца ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская являются допустимыми напряжениями, при которых выполняется постановка ЛЭП под напряжение:

$$U_{расч}^{ПС\ 500\ кВ\ Барнаульская} = 513\ кВ;\ \ U_{расч}^{ПС\ 500\ кВ\ Рубцовская} = 500\ кВ.$$

Из расчётов выше можно сделать вывод, что при включении ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская и её опробовании напряжения по концам ЛЭП и в ближайших КП будут находиться в допустимых пределах.

Заключение

В результате исследования разработан алгоритм определения допустимых уровней напряжения при коммутациях ЛЭП исходя из сложившейся схемно-режимной ситуации.

В процессе исследования проводился анализ установившихся режимов работы электроэнергетических систем, определялись допустимые уровни напряжения при коммутациях ЛЭП и определялся состав средств регулирования напряжения, необходимый для обеспечения требуемых уровней напряжения.

Данный алгоритм может применяться в диспетчерских центрах при управлении режимом работы ЭЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 12 июля 2018 г. N 548 «Об утверждении требований к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики».

ВЫЯВЛЕНИЕ НЕКОРРЕКТНОЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ И ОШИБОК МОДЕЛИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ

Никоненко Н.А.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Для определения допустимых перетоков СМЗУ использует модель установившегося режима, формируемого путём ОС. Отказ СМЗУ и некорректное ОС может привести к снижению надёжности и экономичности ЭС. По этой причине существует множество механизмов, которые осуществляют контроль и фильтрацию ошибок в ТМ по различным первичным признакам. Однако, не вся некорректная телеметрическая информация может быть отловлена имеющимися блоками достоверизации телеметрии, в связи с чем некорректная ТМ может участвовать в ОС. Телеметрия, которая отбраковывается механизмом достоверизации, как правило, далее исключается из состава замеров, что снижает наблюдаемость системы, что может приводить к некорректным результатам ОС и отклонению значений допустимых перетоков в контролируемых сечениях от фактических, а также к устойчивому невыполнению ОС, в связи с чем осуществляется переход на ПУР [1] и последующему вводу графиков временного отключения, мобилизацией резервов активной мощности.

Поиск и устранение ошибок модели

В результате исследований были выделены возможные ошибки в модели, которые разделены на следующие типы:

1) использование телеизмерений с другого объекта;
2) ошибка знака перетока в начале или конце ветви;
3) некорректный дорасчёт телеметрии;
4) ошибки, связанные с залипанием контактов ТС;
5) ошибки, связанные с параметрами сетевого элемента.

Для выявленных возможных ошибок модели предложен алгоритм их поиска и коррекции. Входными данными для тестирования алгоритма является суточный набор тестовых срезов СМЗУ.

На текущем этапе коррекция ТМ выполнялась либо исключением ТИ из оценивания состояния (тип 1 и 3), либо изменением знака ТИ (тип 2). В дальнейшем при участии технолога будет произведена замена на другое ТИ или дорасчёт, что позволит сохранить наблюдаемость.

Для ошибки, связанной с некорректным использованием ТИ с другого объекта, можно определить корректно-привязанное ТИ, путём анализа корреляционных зависимостей измеренной величины ТИ от оценённой, представленных на рисунке 1.

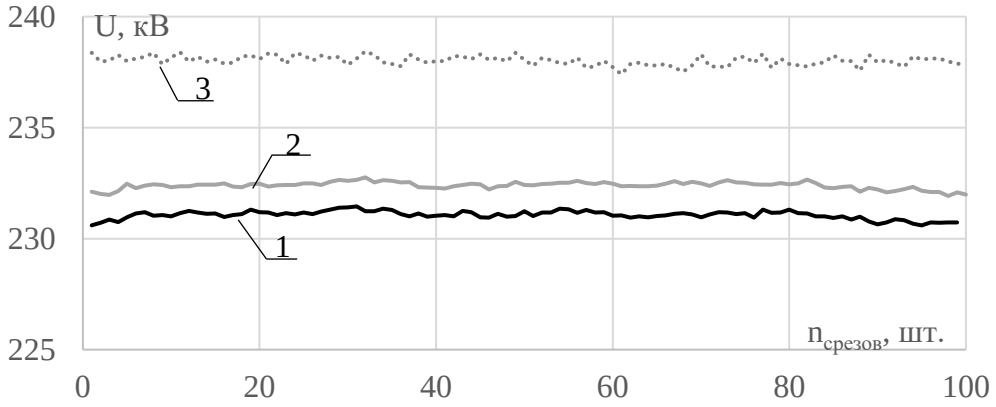


Рис. 1. Временные диаграммы измеренной (1) величины ТМ, оценённой величины (2) и оценённой величины с другого объекта электроэнергетики (3)

Коэффициент корреляции между характеристиками 1 и 2 составляет 0,84, между 1 и 3 минус 0,01.

Поиск и устранение недостоверной телеметрической информации

Для повышения наблюдаемости и улучшения условий для ОС и поиска недостоверной ТМ, выполняется расчёт псевдо-телеизмерений (ПТИ) для ненаблюдаемых нагрузок и генерации по величинам наблюдаемых перетоков активной и реактивной мощности входящей и выходящей из того же узла. При отсутствии ТМ в присоединениях к данным узлам используются дорасчётные значения на основе значений перетоков на противоположных концах ветвей.

ПТИ, расчёт которых не может быть выполнен, могут быть уточнены на основании результатов предыдущего успешно завершённого цикла ОС.

Также был осуществлён поиск недостоверной ТМ с помощью анализа корреляционных зависимостей, измеренных ТИ от оценённых, примеры приведены на рисунках 2 и 3. Если учитывать тот факт, что оценённые величины телеизмерений должны коррелировать с измеренными значениями, то отсутствие корреляции или отрицательная корреляция может свидетельствовать о наличии ошибки в модели или недостоверной ТМ.

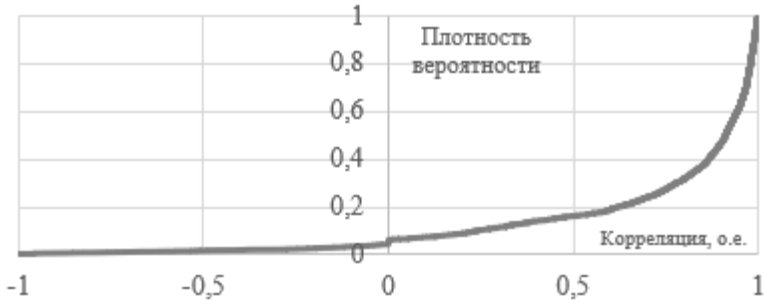


Рис. 2. Корреляция измеренного от оценённого значения телеизмерений во всём диапазоне значений

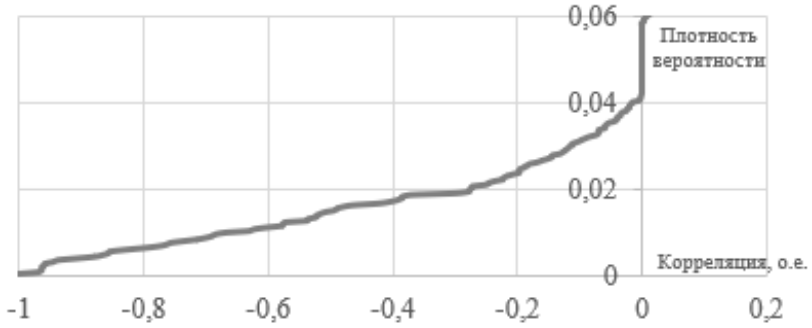


Рис. 3. Корреляция измеренного от оценённого значения телеизмерений в диапазоне от -1 до 0

Поскольку при ОС формируется режим максимально близкий ко всем ТИ, поступившим на вход СМЗУ, то ошибки модели и некорректная ТМ вносит возмущения в ближайшие на схеме измерения, снижая коэффициент корреляции для корректной ТМ. Поэтому при невозможности подтверждения ошибки или некорректной ТМ следует проводить устранение подтверждённых ошибок и некорректных ТИ и проводить повторный поиск.

Эффекты от устранения ошибок в модели

Положительные эффекты от устранения ошибок в модели оценивались с точки зрения влияния на надёжность СМЗУ, под которой понимается общее количество неуспешных ОС и количество неуспешных ОС при единичном отключении телеметрии, и на достоверность

режима, под которой понимаются величины небалансов мощности в узлах, количество достоверных ТИ, отброшенных фильтром грубых ошибок, величины статистических показателей ТМ, таких как МО отклонения измеренного значения телеизмерения от оценённого и СКО измеренной величины от оценённой.

Для анализа влияния устранения ошибок на надёжность СМЗУ, отражаемой количеством неуспешных ОС при единичном отключении ТМ разработан алгоритм циклического ОС, который проводил ОС в срезе до отключения ТИ, и если ОС – успешна, то приводил отключение ТИ и записывал результат ОС [2]. В таблице 1 представлены эффекты устранения ошибок модели на величины максимальных и суммарных небалансов мощности и количество неуспешных ОС. Для проведения эксперимента сформирована выборка из ста срезов в период утреннего максимума.

Таблица 1. Эффекты после устранения ошибок модели

Показатель	Исходный набор срезов		Срезы с устранёнными ошибками модели с ФГО RastrWin3	
	Без ФГО RastrWin3	С ФГО RastrWin3	без расчёта ПТИ, ДТИ	с расчётом ПТИ, ДТИ
Максимальный небаланс, о.е.	1	0,83	0,54	0,54
Суммарный небаланс, о.е.	1	0,68	0,31	0,22
Количество неуспешных ОС, о.е.	1	2,2	1,6	1,2

Можно сделать вывод о том, что применение ФГО, реализованного в RastrWin3, позволяет снизить как величину максимального небаланса мощности в узлах, так и суммарный небаланс мощности, однако в свою очередь некомпенсированное изменение мощности нагрузки приводит к увеличению количества неуспешных ОС в срезах. Если в модели после устранения ошибок и применения ФГО провести расчёт ПТИ совместно с ДТИ, то можно снизить количество неуспешных ОС, а также дополнительно снизить величину суммарного небаланса мощности.

На рисунках 4–5 продемонстрированы эффекты от устранения ошибок в модели на статистические показатели телеметрической информации такие как математическое ожидание отклонения измеренной величины от оценённой и среднеквадратичное отклонение измеренной величины от оценённой на примере 100 срезов в часы утреннего максимума.

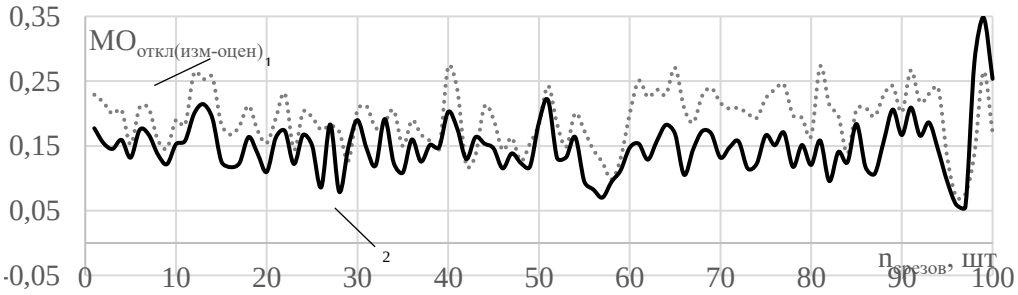


Рис. 4. МО отклонения измеренного значения ТМ от оценённого в исходном наборе срезов (1) и в срезах после применения ФГО, устранения ошибок, расчёте ДТИ и ПТИ (2)

В результате устранения ошибок в модели можно наблюдать положительное влияние на статистические показатели ТМ. Величина МО отклонения измеренной величины от оценённой в срезах после устранения ошибок меньше по сравнению с исходным набором срезов (рисунок 4), величина СКО измеренной величины от оценённой также снизилась (рисунок 5).

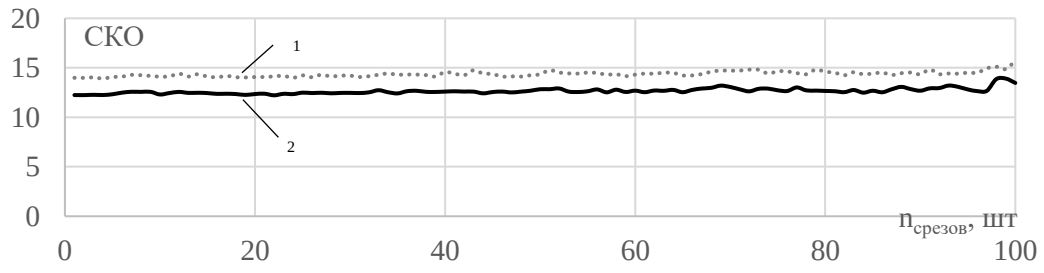


Рис. 5. СКО в исходном наборе срезов (1) и в срезах после применения ФГО, устранения ошибок, расчёте ДТИ и ПТИ (2)

В таблице 2 приведены результаты выполнения алгоритма циклического ОС при единичном отключении телеметрии.

Таблица 2. Влияние устранения ошибок на количество НОС

Срезы СМЗУ	07_11_30	07_12_55	07_14_17	07_15_36	07_16_59	07_18_21	07_19_42	07_21_04	07_22_27	07_23_51	Сумма
Отношение количества неуспешных ОС в файлах после устранения ошибок к количеству неуспешных ОС в исходных файлах в %	0,74	0,66	0,75	0,6	0,53	0,85	0,96	0,67	0,64	0,64	0,69

Результаты

Критерием принятия или отклонения способа коррекции должно являться условие снижения величины МО отклонения, измеренного от оценённого значения и отсутствие увеличения вероятности возникновения неуспешного ОС. Как можно заметить, при устранении грубых ошибок фильтром RastrWin 3 происходит увеличение количества неуспешных ОС при ожидаемом снижении, что свидетельствует о наличии некоторого фактора, который компенсировался ТМ с ошибкой. Между тем, МО и СКО, как и небалансы в данных случаях снижаются, что может свидетельствовать о положительном влиянии на точность ОС.

Количество ТМ, отбрасываемых ФГО при единичном отключении ТМ в каждом из срезов существенно уменьшается после устранения ошибок в модели, что свидетельствует о повышении надёжности СМЗУ. В тестовой выборке на 1080 срезов СМЗУ количество неуспешных ОС снизилось на 7%.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Порядок действий при определении допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях при выявлении фактов поступления недостоверной телеметрической информации/отсутствии поступления телеметрической информации с объекта (объектов) электроэнергетики. Приложение к распоряжению Филиала АО «СО ЕЭС» от 16.02.2023.

2. Подглазова В.В., Васильев А.С. Отказоустойчивость системы мониторинга запасов устойчивости при частичной потере телеметрической информации / Электроэнергетика глазами молодёжи: материалы XIII Международной научно-технической конференции, 23 – 27 октября 2023, Красноярск. − В 2 т. Т 1. – Красноярск, Сибирский федеральный университет. — С. 274–27.

Научный руководитель: Васильев А.С., кандидат технических наук, доцент, «Национальный исследовательский Томский политехнический университет».

ИССЛЕДОВАНИЕ ОТКАЗОУСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ ПРИ ЗАМЕЩЕНИИ НЕКОРРЕКТНОЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ РЕЗУЛЬТАТАМИ ДОРАСЧЁТА

Захаркина В.И., Прохоров А.В.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Введение

Для управления технологическими режимами работы объектов ЭЭС в реальном времени необходимо знать допустимые перетоки (ДП) в контролируемых сечениях (КС). Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) – программный комплекс, созданный с целью автоматической оценки допустимых перетоков в процессе управления режимом электроэнергетической системы и с учётом фактической схемно-режимной ситуации.

Потеря телеметрии может оказать негативное влияние на работу СМЗУ. На этапе оценивания состояния электрического режима, который является одним из основных в работе СМЗУ, в результате потери телеизмерений (ТИ), могут возникать погрешности оценки состояния (ОС), влияющие на конечный результат расчёта допустимых перетоков активной мощности, а также может нарушиться сходимость алгоритма ОС, в результате чего дальнейший расчёт МДП будет невозможен. В последнем случае возникает необходимость перехода к управлению режимом по значениям ДП, указанным в Положении по управлению режимами работы энергосистемы (ПУР), в результате не учитываются текущие схемно-режимные и режимно-балансовые условия, что в свою очередь может привести к недоиспользованию пропускной способности электрической сети, а также необходимости экстренной разгрузки сечений по команде диспетчера или действием автоматики.

Чтобы снизить влияние возможной потери ТИ на работу СМЗУ целесообразно выполнять дорасчёты потерянных ТИ, однако, требуется исследовать, как использование дорасчётных значений параметров режима будет влиять на результат ОС и расчёта МДП с помощью СМЗУ.

Подготовка исходных данных

Рассмотрены данные 24 режимов (срезов), полученных путём импорта из СМЗУ, за сутки 11.01.2023 с шагом в 1 час с целью формирования выборки данных для оценки эффекта от применения процедур дорасчёта на результаты ОС. На рисунке 1 представлена зависимость количества ТИ и количества срезов, в которых потеря данных ТИ привела к неуспешной ОС.

В рассмотренной выборке из 5050 рассмотренных ТИ, потеря каждого из которых приводит к неуспешной ОС не менее, чем в одном срезе из 24, больше всего ТИ (1212), потеря которых приводит к неуспешной ОС в 3 срезах. Потеря отдельных ТИ, приводит к неуспешной ОС в более, чем 50% рассмотренных режимов, поскольку небаланс, возникающий по причине потери данных ТИ, велик и приводит к неуспешной ОС. Например, потеря одного из значений типа Рнаг приводит к неуспешной ОС в 19 срезах, типа Ркон – в 13 срезах, типа Qнач – в 12 срезах.

Также было проведено исследование на предмет того, ТИ каких типов приводят к неуспешной ОС и в каком числе рассмотренных режимов (из 24 рассмотренных срезов СМЗУ). Результаты исследования показали, что потеря любого типа ТИ из рассмотренных (Рген, Рнаг, Рнач, Ркон, Qнаг, Qнач, Qкон, U), кроме Qген, приводит к неуспешной ОС во всех 24 срезах. Потеря Qген приводит к неуспешной ОС в 22 срезах. Поэтому в рассматриваемой выборке представлены все 9 типов ТИ, потеря которых приводит к неуспешной ОС. Таким образом, к рассмотрению приняты ТИ, потеря которых приводит к неуспешной ОС в 9 и более срезах. Ожидается, что сформированная таким образом выборка, состоящая из 31 ТИ различных типов, будет обладать достаточной представительностью, чтобы оценить эффект от применения процедур дорасчёта на результаты ОС.

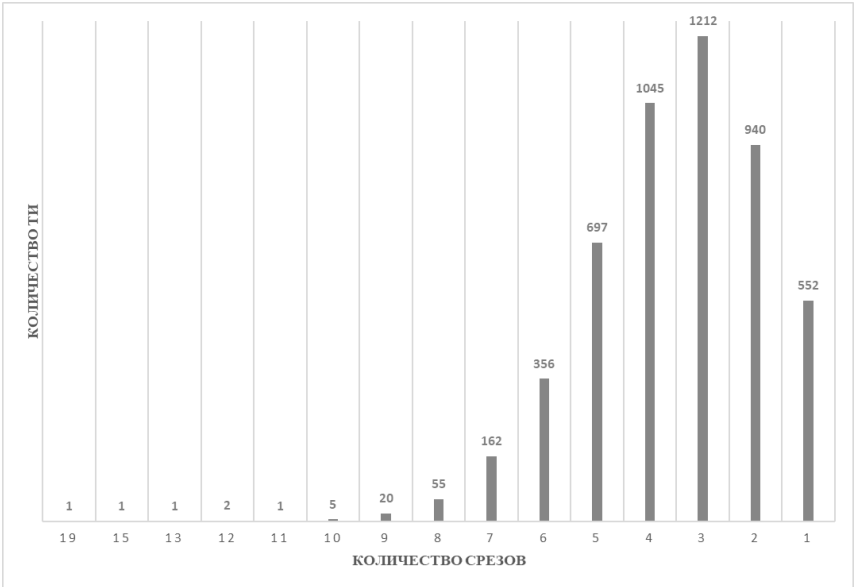


Рис. 1. Зависимость количества ТИ и количества срезов, в которых потеря данных ТИ привела к неуспешной ОС

Разработка алгоритма

Поскольку в рамках исследования выдвигается гипотеза, что выполнение дорасчёта потерянной ТМ позволит обеспечить сходимость оценки состояния, а полученные на основании результатов оценки состояния значения допустимых (предельных) перетоков активной мощности не будут отличаться более, чем на 10% от значений, полученных для расчётов без потери телеизмерений, был сформирован алгоритм дорасчёта телеметрической информации, представленный в виде блок-схемы на рисунке 2. Условия, приведённые в данной гипотезе, также являются критерием успешности дорасчёта.

Пояснения к алгоритму:

$$P_{\boldsymbol{i}\text{дорасчет}} = -\sum P_{\boldsymbol{i}\text{ген}} - \sum P_{\boldsymbol{i}\text{ЛЭП}} + \sum P_{\boldsymbol{i}\text{наг}} \quad (1)$$

где $\sum P_{i\text{ген}}$ – суммарная активная мощность, вырабатываемая генераторами в узле i, $\sum P_{i\text{ЛЭП}}$ – разница активной мощности перетоков, втекающих в узел i и вытекающих из узла i, $\sum P_{i\text{наг}}$ – суммарная активная мощность, потребляемая в узле i, $P_{\boldsymbol{i}\text{дорасчет}}$ – дорасчётное величина активной мощности.

$$Q_{\boldsymbol{i}\text{дорасчет}} = -\sum Q_{\boldsymbol{i}\text{ген}} - \sum Q_{\boldsymbol{i}\text{ЛЭП}} + \sum Q_{\boldsymbol{i}\text{наг}} \quad (2)$$

где $\sum Q_{i\text{ген}}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами в узле i, $\sum Q_{i\text{ЛЭП}}$ – разница реактивной мощности перетоков, втекающих в узел i и вытекающих из узла i, $\sum Q_{i\text{наг}}$ – суммарная реактивная мощность, потребляемая в узле i, $Q_{\boldsymbol{i}\text{дорасчет}}$ – дорасчётное величина реактивной мощности.

$$U_{ij} = U_{ji} + \frac{\sqrt{\left({P_{ji}}^2 + (Q_{ji} - \frac{1}{2} \cdot B \cdot U_{ji}^2)^2\right) \cdot (R^2 + X^2)}}{U_{ji}} \quad (3)$$

где U_{ij} – напряжение в начале линии, U_{ji} – напряжение в конце линии, P_{ji} – значение перетока активной мощности в конце линии, Q_{ji} – значение перетока реактивной мощности в конце линии, $\frac{1}{2} \cdot B \cdot U_{ji}^2$ – значение зарядной мощности в конце линии, R – активное сопротивление линии, X – реактивное сопротивление линии.

$$U_{ji} = U_{ij} - \frac{\sqrt{\left({P_{ij}}^2 + (Q_{ij} + \frac{1}{2} \cdot B \cdot U_{ij}^2)^2\right) \cdot (R^2 + X^2)}}{U_{ij}} \quad (4)$$

где P_{ij} – значение перетока активной мощности в конце линии, Q_{ij} – значение перетока реактивной мощности в конце линии, $\frac{1}{2} \cdot B \cdot U_{ij}^2$ – значение зарядной мощности в начале линии.

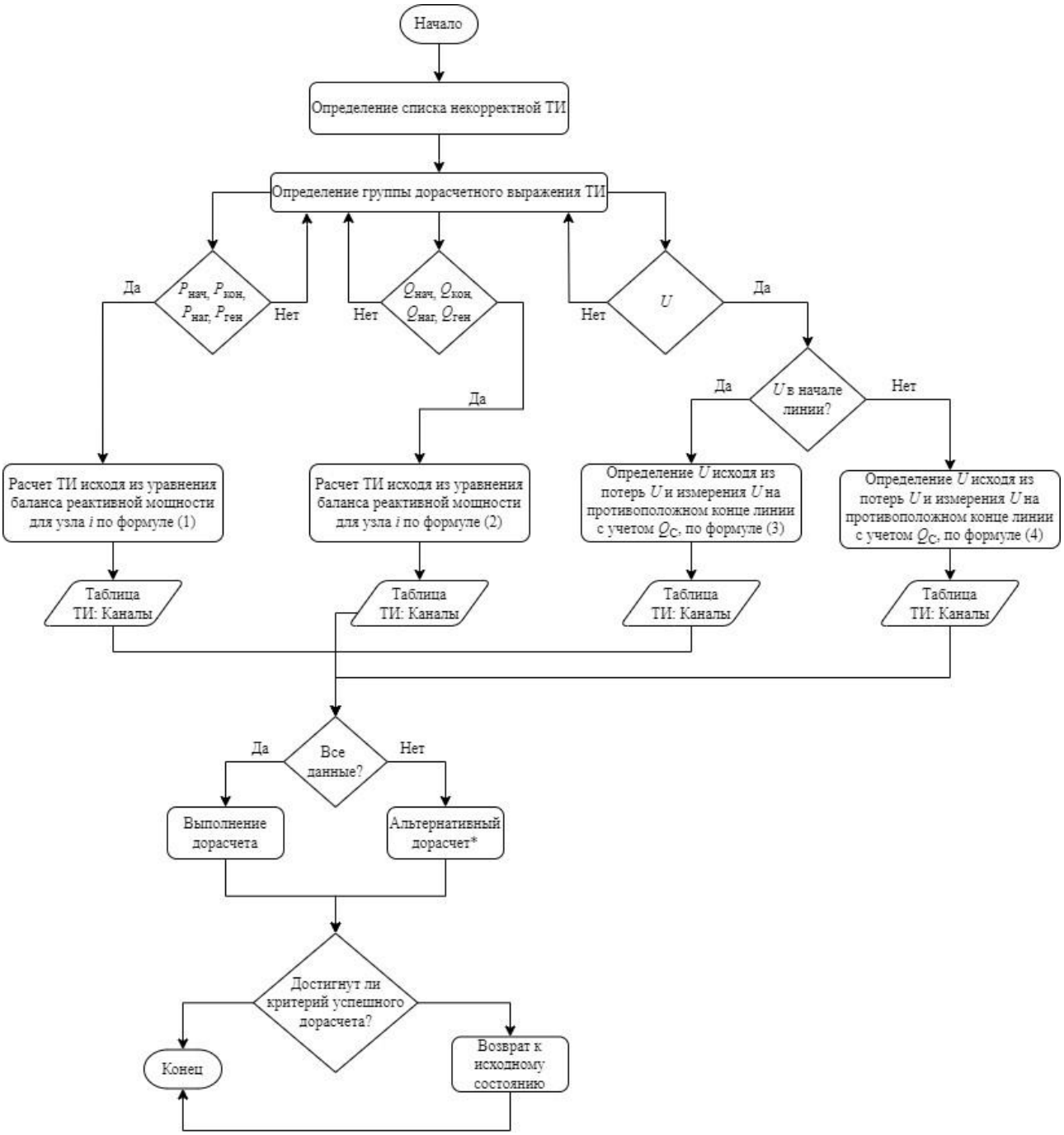


Рис. 2. Алгоритм дорасчёта телеметрической информации

Проведение вычислительных экспериментов

Для анализа полученных результатов для каждого дорасчёта проверена сходимость оценки состояния, а также выполнен расчёт предельного перетока по КС «Кузбасс-Запад», как

по одному из характерных КС в части анализа несходимости ОС и перехода на ДП ПУР, и определено отклонение полученного значения от предельного перетока, рассчитанного без потери телеметрической информации.

На основании формул *(1), (2), (3), (4)* получены 112 дорасчётных значений для ТИ из выборки, сформированной ранее, на примере срезов СМЗУ, в которых потеря данных ТИ вызвала неуспешную ОС. 13 дорасчётных значений привели к неуспешной ОС, среди них: значения Рнач, Qнач, Рнаг. При этом наименьшую результативность дорасчёта показали ТИ с типом Рнач и Qнач, наибольшую – ТИ с типом U. Результативность дорасчёта определяется отношением числа успешных дорасчётов к общему числу дорасчётов и варьируется в пределах от 67 до 100% для отдельных ТИ.

При анализе результатов вычислительных экспериментов были выявлены следующие возможные причины неуспешной ОС при замещении некорректной телеметрической информации дорасчёта:

1) тип ТИ: дорасчёт перетока активной и реактивной мощности чаще приводит к неуспешной ОС, чем остальные типы ТИ;

2) дорасчётная величина относительно большая, ввиду чего отклонение приводит к существенному небалансу, и, следовательно, неуспешной оценке состояния.

Кроме того, было установлено, что в рамках исследования большое влияние на успешность дорасчёта оказали исходные условия рассматриваемого режима. Под исходными условиями в контексте данной задачи следует понимать недостоверности ТИ, уже существующие в данном режиме. Причины возникших недостоверностей могут быть различны, и в рамках данного исследования не имелось возможности их установить. На рисунке 3 представлена зависимость успешности дорасчёта и рассмотренных режимов. Разное число проведённых дорасчётов для разных режимов обусловлено тем, что количество случаев неуспешной ОС при потере ТИ для каждого режима отличается.

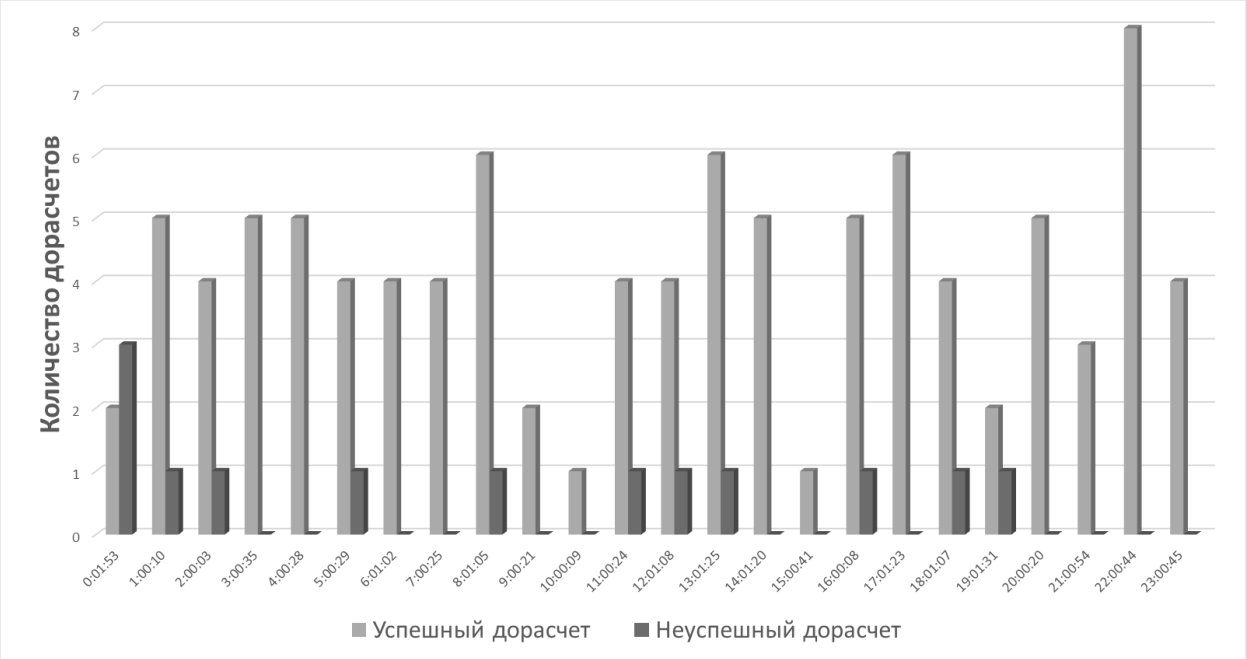


Рис. 3. Оценка состояния при замещении некорректной телеметрической информации результатами дорасчёта

Заключение

Как показало проведённое исследование, применение процедур дорасчёта оказывает положительный эффект на сходимость оценки состояния. В 88% рассмотренных случаев удалось бы избежать перехода на ДП ПУР по причине неуспешной ОС.

Ни в одном из случаев в результате дорасчёта отклонение предельного перетока не превысило 10% (величина отклонения, при которой для данного КС происходит переход на ДП ПУР), что также говорит о результативности выполненных дорасчётов. Максимальное отклонение составило 1,008%.

Дальнейшие исследования будут направлены на поиск решения для случаев, в которых дорасчёт ограничен ввиду недостатка исходных данных, и оценку влияния дорасчёта группы телеизмерений на сходимость оценки состояния и отклонение предельного перетока.

Заключительным этапом исследования будет автоматизация данного алгоритма, что поможет снизить количество переходов управления режимом на ДП ПУР, и как следствие позволит избежать безосновательных ограничений перетоков, отклонения от оптимальных условий работы и снижения экономической эффективности энергетических систем.

ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «RASTRWIN3» В УЧЕБНЫЙ ПРОЦЕСС СТУДЕНТОВ УНИВЕРСИТЕТА

Даминов А.И.
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчёту, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

RastrWin3 используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Сербии. В России основными пользователями являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.).

Особенности ПК RastrWin3:

– расчёт установившихся режимов электрических сетей любого класса напряжения (от 0,4 кВ до 1150 кВ);

– полный расчёт всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);

– оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;

– расчёт положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;

– учёт изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН;

– моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;

– моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения.

В Филиале АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана (далее – РДУ Татарстана) существует положительный опыт применения программного комплекса RastrWin3 при прохождении преддипломной практики студентами Казанского энергоуниверситета: в данном программном комплексе была создана расчётная модель для расчётов установившихся режимов и статической устойчивости, моделирующая районную электрическую сеть номинальным напряжением 110 кВ, состоящей из питающей подстанции и пяти тупиковых подстанций.

Вышеуказанная расчётная модель позволяет производить расчёт режимов сети в соответствии со всеми требованиями к выпускной квалификационной работе:

– определение расчётной нагрузки подстанций и потерь в трансформаторах;

– расчёт перетоков мощностей с учётом потерь в линии в максимальном и послеаварийном режимах;

– определение значения напряжения в электрической сети в максимальном и послеаварийном режимах;

– регулирование напряжения в электрической сети в максимальном и послеаварийном режимах.

По результатам анализа было выявлено, что значения параметров электроэнергетического режима, полученные в результате расчёта в ПК RastrWin3 (выделены черным цветом), совпадают с значениями параметров электроэнергетического режима, полученными путём ручного расчёта (выделены красным цветом).

Результаты данных расчётов приведены на рисунках 1 и 2.

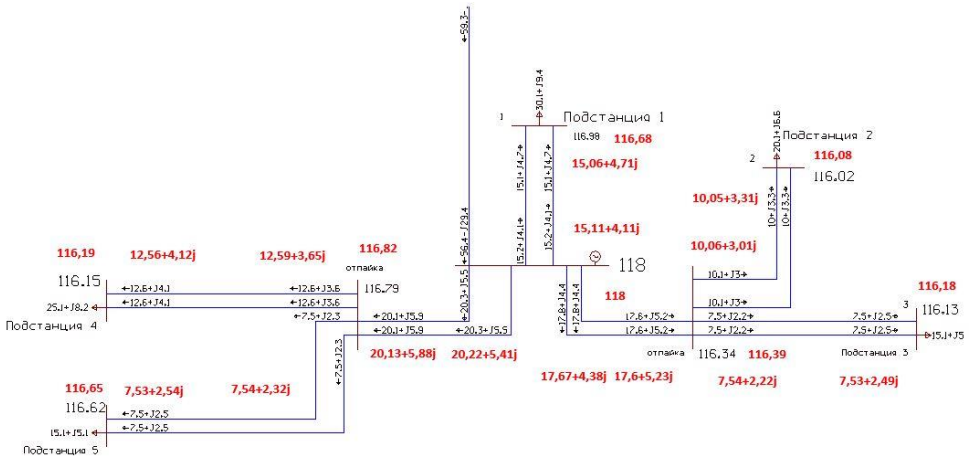


Рис. 1. Максимальный режим

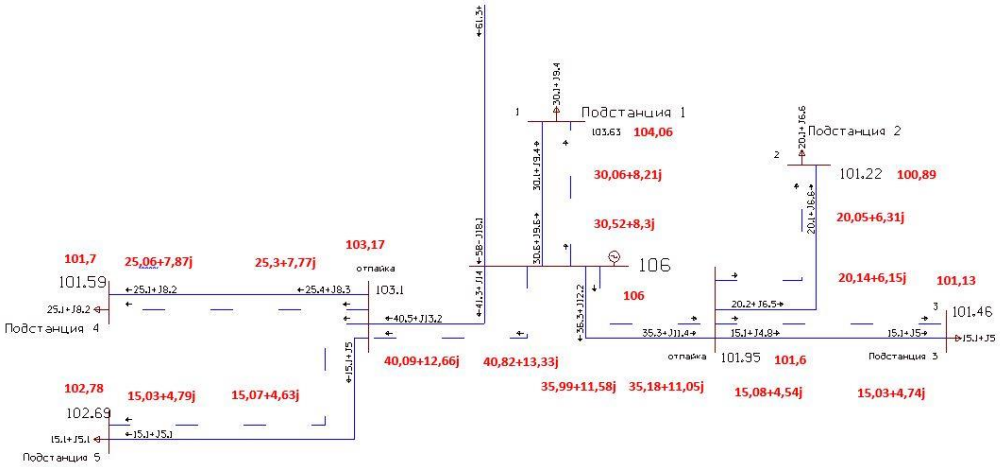


Рис. 2. Аварийный режим

В рамках взаимодействия АО «СО ЕЭС» и Казанского государственного энергетического университета на базе РДУ Татарстана зимой 2024 года было проведено совещание, в ходе которого отметили целесообразность внедрения ПК RastrWin3 в учебный процесс студентов Казанского государственного энергетического университета и готовность РДУ Татарстана к проведению теоретических и практических занятий по ознакомлению, изучению и использованию ПК RastrWin3; готовность РДУ Татарстана к подготовке учебных пособий и методических материалов по выполнению расчётов в ПК RastrWin3 (рисунок 3).

Вопрос 2: Внедрение программного комплекса «RastrWin3» в учебный процесс студентов Института электроэнергетики и электроники КГЭУ.

ВЫСТУПИЛИ: Ахметова И.Г., Ахметова Р.В., Максимов В.В., Сандаков В.Д.

ОТМЕТИЛИ:

1. Выпускники Института электроэнергетики и электроники КГЭУ не обладают достаточными навыками использования программных продуктов по расчету статической устойчивости и установившихся режимов, которые позволяют автоматизировать процесс решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимой электрических сетей, поскольку все отраслевые компании используют на постоянной основе для указанных целей программные продукты.
2. Целесообразность внедрения существующего (например, бесплатная версия ПК «RastrWin3»), либо разработки и внедрения нового программного комплекса для расчетов установившихся режимов и статической устойчивости (далее – ПО УР и СУ) в учебный процесс КГЭУ с его применением учащимися

4

при выполнении курсового проекта по выбранной дисциплине Института электроэнергетики и электроники КГЭУ.

3. Готовность РДУ Татарстана, в целях внедрения указанного ПО УР и СУ на постоянной основе, провести теоретические и практические занятия по ознакомлению, изучению и его использованию, а также содействовать в подготовке учебных пособий по выполнению расчетов в ПО УР и СУ.

Рис. 3.

Также в РДУ Татарстана приглашаются преподаватели кафедр «Электроэнергетические системы и сети» и «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» Казанского государственного энергетического университета для участия в технической учёбе (рисунок 4).

Рисунок 4. Техническая учёба в РДУ Татарстана

На данный момент работники Службы электрических режимов совместно с преподавателями университета разрабатывают учебно-методические материалы для выполнения лабораторных работ по моделированию питающих и распределительных сетей в ПК RastrWin3:

1. моделирование питающей линии электропередачи при работе на холостом ходу;

2. моделирование питающей линии электропередачи при работе под нагрузкой;

3. моделирование электрической распределительной сети.

Ввиду увеличения уровня автоматизации расчётов установившихся режимов и статической устойчивости в учебном процессе РДУ Татарстана совместно с преподавателями Казанского государственного энергетического университета планирует повысить степень сложности работ, выполняемых студентами, и их объем.

Дополнительно планируется взаимодействие с разработчиком ПК RastrWin3 с целью получения Казанским государственным энергетическим университетом лицензии, позволяющей выполнять расчёты переходных процессов и создавать модели объёмом более 60 узлов (ограничение студенческой лицензии), что позволит сформировать расчётную модель энергосистемы, на которой можно выполнять расчёты, связанные с:

– возникновением аварийных режимов, сопровождающихся работой релейной защиты и противоаварийной автоматики;

– разрабатывать схемы выдачи мощности электростанций и схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств;

– определять максимально допустимые и аварийно допустимые перетоки активной мощности в сечениях;

В программном комплексе RastrWin3 доступна бесплатная студенческая лицензия, позволяющая моделировать энергосистемы объёмом не более 60 узлов, что достаточно для выполнения курсовых и дипломных работ.

Также данный программный комплекс возможно дополнить модулем, позволяющим выполнять расчёты электромеханических переходных процессов с подробным описанием турбин, автоматических регуляторов возбуждения и систем возбуждения генераторов.

Внедрение программного комплекса RastrWin3 в учебный процесс позволит обучающимся:

– сократить время, необходимое для выполнения расчётов курсовых и дипломных работ, сопоставив результаты расчётов, полученные ручным способом, с результатами расчётов, полученными в программном комплексе;

– заниматься научной деятельностью;

– овладеть программным комплексом, использующимся в АО «СО ЕЭС», сетевых и проектных организациях, повысив уровень конкурентноспособности на рынке труда в современных условиях.

Роль докладчика (Даминов А.И.) в данном процессе заключается в следующем: докладчиком было предложено студентам, проходящим преддипломную практику в РДУ Татарстана, подтвердить достоверность результатов расчётов в выпускной квалификационной работе расчётами, выполненными в ПК RastrWin3. После успешного применения программного комплекса докладчик предложил руководству РДУ Татарстана обсудить внедрение ПК RastrWin3 с представителями университета. В данное время докладчик участвует в создании методических пособий, позволяющих использовать программный комплекс при выполнении лабораторных работ и курсовых проектов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Программный комплекс RastrWin3. Руководство пользователя;

2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 1989, 592 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ 3

Крупенёв Д.С.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
КРИТЕРИЙ ЕДИНСТВЕННОСТИ РЕШЕНИЯ СИСТЕМ НЕЛИНЕЙНЫХ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ 4

Прохоров А.В., Цыденов Е.А., Васильев А.С., Конухов А.В., Копцев И.О.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» / АО «СО ЕЭС»
СИСТЕМА ОПТИМИЗАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И АНАЛИТИЧЕСКИХ РАСЧЁТОВ ДЛЯ ОНЛАЙН ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ДОЛЕВОГО УЧАСТИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В АРЧМ 9

Бачевский В.А., Кац И.М., **Лоцман Д.С.**, Останин А.Ю., Грищенко Л.Д., Кучко А.В.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» / Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири / Филиал АО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ / Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНТРОЛЬНЫХ ПУНКТОВ ПО НАПРЯЖЕНИЮ И ГРАНИЦ ГРАФИКА НАПРЯЖЕНИЯ В НИХ ПРИ ОПЕРАТИВНОМ УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМОМ РАБОТЫ ЭЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ СМЗУ 14

Наумкин Р.Б.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
О ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ 19

Вагапов Н.Р.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
МЕТОД СТАТИСТИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ, СТАТИЧЕСКОЕ УТЯЖЕЛЕНИЕ, ДИНАМИЧЕСКОЕ УТЯЖЕЛЕНИЕ 24

СЕКЦИЯ 1. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ 28

Рец В.В.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
ОПТИМИЗАЦИЯ ПЕРЕТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 29

Голобокова Г.О., **Данилов О.И.**, Зенков Н.А.
АО «НТЦ ЕЭС» / Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»)
ИССЛЕДОВАНИЕ УРОВНЯ НЕСИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЗАБАЙКАЛЬСКОГО КРАЯ ПРИ ОБЪЕДИНЕНИИ ОЭС СИБИРИ И ОЭС ВОСТОКА НА ПС 220 КВ МОГОЧА 34

Тупикова А.А., Васильев А.С.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЁТОВ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ С УЧЁТОМ ВЛИЯНИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ 39

Малов А.Р., Васильев А.С.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИЗМЕНЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В КОНТРОЛЬНЫХ ПУНКТАХ ПО НАПРЯЖЕНИЮ 44

Кичигин Е.Е., Васильев А.С.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
ГРУППОВОЙ РЕЗЕРВ ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ УПРАВЛЯЕМЫХ СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ 49

Гетте Г.А.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЕВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЗАПАСА ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ 54

Фёдорова В.А., Кириченко В.Ф., Глазырин Г.В.
Новосибирский государственный технический университет
РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРОЦЕССА ОБЩЕГО ПЕРВИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ 59

СЕКЦИЯ 2. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА 64

Новобрицкий В.А., Федосов Д.С.
ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет»
ПРИМЕНЕНИЕ ЗАЩИТЫ «МЁРТВОЙ ЗОНЫ» ДЛЯ НАЧАЛЬНОГО УЧАСТКА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ МАЛОЙ ПРОТЯЖЁННОСТИ 65

Полугородний А.С.
Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ
ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА ШИН В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ ПОДСТАНЦИЙ С ВКЛЮЧЕНИЕМ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ К СЕКЦИЯМ ШИН ЧЕРЕЗ РАЗВИЛКУ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ. СУММАРНАЯ ЗАЩИТА ШИНОСОЕДИНИТЕЛЬНОЙ ПЕРЕМЫЧКИ 70

Копцев И.О., Лир Е.А.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОГО ВЫБОРА УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ АВТОМАТИКИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСПЕШНОСТИ ТРЁХФАЗНОГО АПВ 74

Титов В.А.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЁТА ВРЕМЕНИ ДО НАСЫЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА 79

Краснобаев А.Д.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» 82

РАЗРАБОТКА ОБОБЩЁННОЙ МЕТОДИКИ ПО РАСЧЁТУ ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Масленков В.Э., Кац И.М.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГРУППОВОГО РЕГУЛЯТОРА НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС 87

Андерс М.А.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВРЕМЕНИ ПОСТУПЛЕНИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ В ЦС АРЧМ НА АВРЧМ 92

Липчинский А.К., Мишлаков Д.А.
АО «Монитор Электрик»
СТАНДАРТИЗАЦИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ 96

СЕКЦИЯ 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ 101

Шопинский С.Н.
Филиал ПАО «Россети Центр» - «Белгородэнерго»
УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВЕТРОГЕНЕРАТОРА В РАЙОНАХ СО СЛАБЫМИ ВЕТРАМИ 102

Самородов Г.И., Красильникова Т.Г., **Махмудов К.А.**
СИБНИИЭ / Новосибирский государственный технический университет / ФГБОУ ВО «ДГТУ»
ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО УСИЛЕНИЮ СВЯЗИ 500 КВ МЕЖДУ ОЭС СИБИРИ И ОЭС УРАЛА ПО РОССИЙСКОЙ ТЕРРИТОРИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧЕТЫРЁХПРОВОДНЫХ ТРЁХФАЗНЫХ ЛИНИЙ 105

Кошевой К.Э.
Филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ, Новосибирский государственный технический университет
ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО СХЕМЕ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ МЕЗЕНСКОЙ ПРИЛИВНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ 110

Востряков М.Ю., Жуйков А.К.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА В ЗАДАЧЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ ПО ДАННЫМ ПАССИВНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА 115

Пичугина Е.В., Прохоров А.В.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ВЫДАЧИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ 121

Умаров Г.Е., Прохоров А.В.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» 126

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ УСКОРЕНИЯ АНАЛИЗА ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Замыслов И.Д.
Филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ
НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ В ОБУЧЕНИИ ПЕРСОНАЛА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ: ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РОСТА 131

СЕКЦИЯ 4. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ 136

Лерман М.И.
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала
РАСЧЁТ СУТОЧНОГО ГРАФИКА ГЕНЕРАЦИИ ГРУППЫ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ОСНОВЕ МНОГОЛЕТНЕЙ СТАТИСТИКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ 137

Покровский П.А.
Филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ
АНАЛИЗ ВНЕДРЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ – ЭТАПА ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ 141

Кутявин В.В.
Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ
РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ РАСЧЁТОВ ПЕРЕХОДНЫХ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ПК «RASTRWIN3» 145

Стрижов В.С.
АО «СО ЕЭС»
РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОВЕДЕНИЯ ПЛАНОВОЙ МОЩНОСТИ В АО «СО ЕЭС» 151

Арбачаков М.Е.
Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ
ПРИМЕНЕНИЕ СОБЫТИЙ ОИК СК-11 В КАЧЕСТВЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ 154

Пахомова А.О.
Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ
РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ВЕРОЯТНОСТНОГО ПОДХОДА 158

Голдесов Д.Н.
Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленск
ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННОЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ СТЕПЕНИ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ СЕТИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ 163

Пушкарев М.А., Кац И.М., Даниленко О.Л.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» / Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.
РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА АВТОМАТИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ КОММУТАЦИЯХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ДЛЯ ЗАДАЧ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЭС 167

Никоненко Н.А.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет
ВЫЯВЛЕНИЕ НЕКОРРЕКТНОЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ И ОШИБОК МОДЕЛИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ 175

Захаркина В.И., Прохоров А.В.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
ИССЛЕДОВАНИЕ ОТКАЗОУСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ ПРИ ЗАМЕЩЕНИИ НЕКОРРЕКТНОЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ РЕЗУЛЬТАТАМИ ДОРАСЧЁТА 175

Даминов А.И.
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана
ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «RASTRWIN3» В УЧЕБНЫЙ ПРОЦЕСС СТУДЕНТОВ УНИВЕРСИТЕТА 180

Научное издание

ПЛАНИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

Подписано к публикации 19.06.2025.

Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири»
650991, г. Кемерово, Кузбасская ул., 29,
тел.: (3842) 36-79-08, 45-32-89; факс: (3842) 36-69-26
E-mail: adm@osib.so-ups.ru
https://www.so-ups.ru, https://www.so-ups.ru/structure/odu-siberia