ISSN 2307-261X

5

V

МЫ

022



HTLL EANHO ЭНЕРГЕТИНЕСКО

形的

Nº2(87)

Санкт-Петербург

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кощеев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор; Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора; Беляев А. Н., д-р техн. наук, доцент; Бердин А. С., д-р техн. наук, профессор; Васильев Ю. С., академик РАН; Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент; Евдокунин Г. А., д-р техн. наук, профессор; Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор; Новиков Н. Л., д-р техн. наук, ст. науч. сотр.; Подковальников С. В., д-р техн. наук; Попков Е. Н., д-р техн. наук, доцент; Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент; Титков В. В., д-р техн. наук, профессор; Юрганов А. А., д-р техн. наук, профессор.

РЕДАКЦИЯ

Курбатов А. Г., канд. техн. наук, доцент – ответственный секретарь; Леонтьева М. В. – выпускающий редактор.

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53069 от 07 марта 2013 г.

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» включен в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные результаты диссертаций на соискание учёной степени кандидата наук, на соискание учёной степени доктора наук.

Наименование и содержание рубрик журнала соответствует научным специальностям:

- 2.4.1. Теоретическая и прикладная электротехника,
- 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы,
- 2.4.3. Электроэнергетика,
- 2.4.5. Энергетические системы и комплексы.

Общие сведения о журнале, условия подписки на него, содержание вышедших номеров можно найти по адресу: https://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php.

Распространение журнала осуществляется по подписке. Подписной индекс в общероссийском каталоге «Почта России» – ПМ180.

Адрес редакции: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТЦ ЕЭС». Тел. 8 (812) 297-54-10, доб. 210, 213. E-mail: nto@ntcees.ru.

ISSN 2307-261X

Научно-технический центр Единой энергетической системы

ИЗВЕСТИЯ НТЦ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ



Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Баган С., Говор В. М., Калимов А. Г.

Моделирование распределений магнитного поля и плотности тока	
в сверхпроводниковых индуктивных накопителях энергии	94

ИЗ ОПЫТА МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Герасимов Д. А., Гуриков О. В.

Проблемы устойчивости систем автоматического управления	
гидротурбин на примере зарубежного опыта	103

ИМЕНА И ДАТЫ

Кощеев Л. А.	
Моя первая статья	123
Памяти Евгения Ивановича Петряева	129
CONTENT, ABSTRACTS, KEY WORDS	130

Технический редактор М. В. Леонтьева

Компьютерная верстка А. Г. Курбатов

Подписано в печать 2	9.11.2022	Формат 70×108/16	
Тираж 300 экз.	Заказ 22111747	Печ. л. 8,75	

Отпечатано с готового оригинал-макета в ООО «Типография Лесник». 197183, Россия, Санкт-Петербург, ул. Сабировская, д. 37, лит. Д, комната 206

Предисловие

Уважаемый читатель!

В данном выпуске журнала Вашему вниманию предлагаются несколько статей по вопросам управления энергосистемой и отдельными ее элементами, а также развития программных и технических средств управления, резервирования и автоматики. В том числе рассматриваются некоторые особенности управления при широком использовании ВИЭ, дальнейшем расширении внедрения систем мониторинга процессов в энергосистемах для управления режимами, а также контроля функционирования автоматических устройств в процессе эксплуатации. Большая статья в разделе «Из опыта мировой энергетики» посвящена вопросам автоматического управления гидроагрегатами.

В нескольких статьях содержатся предложения по развитию методик исследования процессов в энергосистеме, в том числе с использованием векторных измерений.

Три статьи журнала относятся к вопросам техники высоких напряжений воздушных и кабельных линий электропередачи.

В разделе «Имена и даты» помещена статья о Е. И. Петряеве, который на протяжении ряда лет оказывал поддержку начинаниям НИИПТ в области противоаварийной автоматики и в вопросах учета надежности при развитии электрических сетей.

Среди авторов статей наряду с известными учеными и специалистами представлены аспиранты и молодые сотрудники НТЦ ЕЭС и других организаций. Часть статей содержит материалы диссертационных работ авторов.

Наш журнал прошел очередную переаттестацию и по-прежнему находится в списке рекомендуемых для публикации статей, содержащих материалы диссертационных работ.

> Главный редактор «Известий НТЦ Единой энергетической системы» Л. А. Кощеев

УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

УДК 621.311

А. И. Денисенко, С. В. Смоловик, В. С. Чудный Динамическое поддержание частоты в энергосистеме за счет асинхронизированного синхронного ветрогенератора

Рассмотрена возможность поддержания частоты в энергосистеме при возникновении аварийного дефицита мощности за счет управления активной мощностью ветряных электростанций с асинхронизированным синхронным генератором и инверторным оборудованием. Исследуется способ подачи в сеть дополнительной энергии, запасенной во вращающихся массах ветрогенераторов, посредством смещения рабочей точки ветряных турбин с кривой слежения за выдачей максимальной мощности на кривую управления виртуальной инерцией. Представлен метод управления виртуальной инерцией. Модель энергосистемы с ВЭС 3-го типа, построенная в программном комплексе *Matlab Simulink*, используется для проверки предлагаемой стратегии управления инверторным оборудованием. Результаты моделирования показывают, что с помощью предложенной стратегии управления ветряные электростанции могут обеспечивать выдачу мощности при отклонениях частоты и, таким образом, улучшать динамические частотные характеристики сети с высокой долей ветряных станций.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, ветрогенератор, отслеживание точки максимальной мощности, управление виртуальной инерцией.

Согласно схеме и программе развития электроэнергетики ОЭС Юга [1] установленная мощность возобновляемых источников энергии (ВИЭ) возрастет с 2 ГВт до 5 ГВт к 2025 г. В Астраханской области доля ВИЭ в установленной мощности области возрастет с 27,7% до 45,6% к 2025 г. Для данной энергосистемы, являющейся тупиковой и имеющей связь в Волгоградской ЭЭС посредством четырех воздушных линий 220 кВ, столь высокая доля ВИЭ может привести к снижению гибкости управления. Также с увеличением количества генераторов ВИЭ с инверторным оборудованием и уменьшением доли классических синхронных генераторов, происходит снижение общей инерции энергосистемы, что влечет нарушения работы противоаварийной автоматики, а также последовательности срабатывания защит из-за увеличения скорости переходных процессов. Для анализа последствий интеграции ВИЭ в программном комплексе Matlab Simulink была разработана компьютерная модель электроэнергетической системы со схожей с Астраханской областью топологией сети с максимальной суммарной мощностью до 2 ГВт. ВИЭ представлены в модели ветряными электростанциями (ВЭС) 3-го типа с асинхронизированным синхронным генератором с инверторным оборудованием, позволяющим работу агрегата со скоростью вращения, отличной от синхронной, при синхронной частоте выходного напряжения (рис. 1).

Преобразователь, подключенный к обмотке ротора, обеспечивает возбуждение асинхронизированного генератора, подает напряжение возбуждения с частотой скольжения в зависимости от условий работы турбины. Алгоритм управления роторным преобразователем построен на принципе векторного управления с независимым управлением активной и реактивной мощностью. Сетевой инвертор поддерживает заданное значение напряжения на конденсаторе $V_{\Pi P}$ при изменяющихся величинах и направлениях мощности ротора и гарантирует работу преобразователя с единичным коэффициентом мощности (с отсутствием реактивной мощности).

Активная мощность, выдаваемая ВЭС, рассчитывается по формуле 1:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \,, \tag{1}$$

где ρ – плотность потока, кг/м³; A – площадь ветроколеса, м²; v – скорость ветра, м/с; C_p – коэффициент полезного действия, зависящий от характеристик ветротурбины.

Коэффициент С_р имеет явный максимум при постоянной скорости ветра относительно переменной скорости вращения ротора. При регулировании скорости ротора с целью поддержания максимального С_р оптимальную получаем Ропт кривую регулирования мощности турбины (рис. 2) с рабочим участком ВС, проходящую через максимумы коэффициента С_р для разных скоростей ветрового потока. Данный алгоритм



Рис. 1. Схема управления ВЭС 3-го типа

отвечает методу слежения за точкой максимальной выдачи активной мощности (MPPT). При управлении по принципу MPPT выдаваемая электромагнитная мощность

определяется частотой вращения ветроколеса, задаваемой параметрами ветрового потока. Разность синхронной частоты и частоты вращения ротора АГ представляет частоту скольжения, по которой управляется роторный преобразователь. Данный тип регулирования ВЭС не обеспечивает нужной реакции ветрогенератора в случае возникновения небаланса мощности в системе. Чтобы реализовать быстрое увеличение выдаваемой мощности (виртуальную инерционную реакцию) ВЭС 3-го типа, необходимо использовать улучшенную схему управления роторным преобразователем за счет введения канала по отклонению частоты сети.



Рис. 2. Характеристика мощности турбины с оптимальной кривой регулирования мощности

Предлагается схема управления роторным преобразователем, в основу которой положен принцип регулирования уставки по активной мощности в зависимости от частоты системы, для обеспечения выдачи в сеть дополнительной мощности

за счет запасенной кинетической энергии вращающихся масс. Уставка по активной мощности формируется путем перехода системы регулирования от выдачи максимальной мощности ($k_{\text{опт}}$) на регулирование выдачи дополнительной мощности ($k_{\text{вир}}$), который является функцией отклонения частоты системы, что соответствует созданию эффекта виртуальной инерции.

В традиционной системе регулирования активной мощности опорный сигнал электромагнитной мощности *P*_{опт} определяется кривой МРРТ (формула 2):

$$P_{\text{offr}} = \begin{cases} k_{\text{offr}} \omega_r^3, & (\omega_0 < \omega_r < \omega_1), \\ \frac{P_{\text{makc}} - k_{\text{offr}} \omega_1^3}{\omega_{\text{makc}} - \omega_1} (\omega_r - \omega_{\text{makc}}) + P_{\text{makc}}, & (\omega_1 < \omega_r < \omega_{\text{makc}}), \\ P_{\text{makc}}, & (\omega_r > \omega_{\text{makc}}), \end{cases}$$
(2)

где ω_0 , ω_1 , $\omega_{\text{макс}}$ – угловые скорости ротора, рад/с, соответствующие точкам *B*, *C* и *D* рис. 2.

До возмущения ВЭС работает в точке А (скорость ветра равна 10 м/с, рис. 3) под управлением системы отслеживания точки максимальной мощности. При увеличении нагрузки частота напряжения сети снижается. ВЭС переключается в режим управления виртуальной инерцией, и кривая отслеживания мощности мгновенно сдвигается с кривой Ропт на кривую $P_{\text{вир.}}$ Рабочая точка перемещается из A в B, и, следовательно, ротор замедляется, а кинетическая энергия, запасенная во вращающихся массах, высвобождается для поддержания частоты сети, при этом выходная электрическая мощность изменяется с *P_A* на *P_B* (рис. 3).



Рис. 3. Характеристика мощности турбины с оптимальной и виртуальной кривой регулирования мощности

Предполагая, что скорость ветра и механическая мощность ВЭС остаются неизменными в течение всего времени существования небаланса, соотношение между заданием активной мощности в точке *A* и точкой *B* может быть выражено по формуле 3 [2]:

$$k_{\rm BHP}\omega_{r1}^3 \approx k_{\rm ont}\omega_{r0}^3 \,. \tag{3}$$

Отклонение частоты вращения ротора может быть выражено через синхронную частоту вращения (формула 4):

$$\omega_{r1} = \omega_{r0} + \Delta \omega_r = \omega_{r0} + \lambda \Delta \omega_e = \omega_{r0} + \lambda 2\pi \Delta f, \qquad (4)$$

где λ – коэффициент виртуальной инерции, равный отношению $\Delta \omega_r / \Delta \omega_e$;

 $\Delta \omega_{e}$ – изменение скорости ротора эквивалентного синхронного генератора.

В отличие от синхронных генераторов, у которых скорость вращения ротора напрямую связана с частотой напряжения сети, т. е. $\lambda = 1$, изменение скорости ветряной турбины с регулируемой мощностью может быть намного больше, т. е. $\Delta \omega_r > \Delta \omega_e$, и, следовательно, $\lambda > 1$ [3]. Таким образом, виртуальная инерция ВЭС 3-го типа может в несколько раз превышать ее естественную инерцию. Однако накопленная энергия ветровой турбины изменяется в зависимости от скорости вращения ротора и скорости ветра. Таким образом, доступная виртуальная инерция также зависит от скорости вращения ротора ветровой турбины до возмущения (от положения точки A на кривой $P_{\text{опт}}$).

Исходя из формулы 4, коэффициент кривой виртуальной инерции является функцией отклонения частоты (формула 5):

$$k_{\text{вир}} = \frac{\omega_{r0}^3}{\left(\omega_{r0} + \lambda 2\pi\Delta f\right)^3} k_{\text{опт}}.$$
(5)

Кривая управления инерцией получается путем замены $k_{\text{опт}}$ на $k_{\text{вир}}$ в уравнении 2. Принципиальная схема построенного регулятора активной мощности изображена на рис. 4.

Поскольку электрическая мощность больше, чем механическая, ротор замедляется, и рабочая точка перемещается по кривой инерции вниз в точку *С*. После работы автоматики поддержания частоты отклонение от 50 Гц постепенно уменьшится до



активной мощности

нуля, и рабочая точка на характеристике мощности ВЭС возвращается к прежнему оптимальному положению в точку *A*. Таким образом, скорость вращения ротора ВЭС 3-го типа восстанавливается до номинального значения после динамического поддержания частоты.

Регулятор виртуальной инерции встраивается в канал управления активной мощностью со стороны роторного преобразователя ВЭС 3-го типа и в зависимости от отклонения частоты сети изменяет уставку по активной мощности. Произведем вычисления на основе принятой модели ЭЭС, в которой генерация ВЭС составляет 600 МВт при суммарной установленной мощности системы равной 1 940 МВт. Скорость ветра на момент возникновения аварийного дефицита активной мощности составляет 9,5 м/с. При скорости ветра 9,5 м/с согласно характеристике мощности турбины выработка ВЭС составляет 200 МВт, т. е. около трети от суммарной установленной модели ЭЭС, в качестве эталонного возмущения принимаем аварийную ситуацию, при которой происходит потеря связи модели ЭЭС с внешней сетью и отключение части синхронной генерации, при этом в отделившейся части энергосистемы возникает дефицит активной мощности равный 250 МВт.

По схеме регулятора виртуальной инерции (рис. 4), реализованного в *Matlab Simulink*, ВЭС 3-го типа переключается с управления МРРТ на управление виртуальной инерцией, когда отклонение частоты превышает 0,1 Гц. Значение $k_{\text{вир. макс}}$ определим из условия $P_{\text{макс}} \leq 1$ о.е. и $\omega_r \approx \Delta \omega_1$ (рис. 2), тогда на основании формулы 3 получим $k_{\text{вир. макс}}$ равный 0,58 о.е. Данное значение максимального ограничения справедливо для любой рабочей точки кривой $P_{\text{опт}}$, предшествующей дефициту активной мощности. Вид кривой $P_{\text{вир}}$ при $k_{\text{вир}}$ равном 0,58 о.е. на рабочем участке *BC* характеристики рис. 2 представлен на рис. 5. В этом случае значение $k_{\text{вир. макс}}$ является фиксированным. В момент времени равный 40 с происходит нарушение баланса активной мощности в ЭЭС. При отклонении частоты в 0,1 Гц происходит переключение на регулятор виртуальной инерции. Это соответствует переходу из рабочей точки *A* на виртуальную кривую регулирования в точку *B*. Выдаваемая активная мощность за 2 с увеличивается на 0,12 о.е. (рис. 6).

Поскольку электромагнитная мощность больше, чем механическая, ротор начинает замедляться (рис. 7).





Рис. 5. Предельное значение виртуальной кривой регулирования



Рис. 6. Выдача активной мощности ВЭС **Рис. 7.** Скорость вращения турбины ВЭС (пунктирная кривая – регулятор МРРТ, сплошная – регулятор виртуальной инерции)

Можно видеть, что для традиционного управления MPPT активная мощность и скорость вращения ротора ВЭС 3-го типа остаются постоянными, что указывает на то, что ВЭС 3-го типа не вносит вклад в поддержание частоты системы. На основании рис. 6 и 7 получим промежуточные точки для построения характерного перехода на кривую регулирования характеристики мощности турбины из точки A в точку B с последующим замедлением и переходом в точку C (рис. 8).

Перехода из точки *C* в точку *A* происходит при последующей отработке мероприятий по восстановлению частоты 50 Гц. На рис. 9 сравнивается частотная характеристика со схемой использования виртуальной инерции и без нее.



f, Ги 50,0 49,5 49,0 48,5 39 42 45 48 51 54 57 60 63 66 *t*, с **Рис. 9.** Частотная характеристика (пунктирная кривая – регулятор МРРТ,



Из рис. 9 видно, что управление виртуальной инерцией значительно улучшает переходный процесс за счет повышения значения минимальной частоты с 48,5 до 48,7 Гц, а также снижения скорости падения частоты с 0,625 до 0,303 Гц/с. Это соответствует увеличению суммарной инерции системы с 3,531 до 4,05 с. Также видно, что эффективное влияние системы регулирования на поддержание частоты происходит с момента времени равного 41,7 с, что соответствует моменту перехода из точки Aв точку B (рис. 8).

При использовании алгоритма виртуальной инерции значительно снижается скорость падения частоты. При традиционном управлении активная мощность и скорость вращения ротора остаются постоянными, ВЭС не вносит вклад в поддержание инерции. При реализации принципа управления виртуальной инерцией за счет выдачи дополнительной мощности ВЭС изменение частоты носит более благоприятный характер.

Выводы

1. На базе модели ВЭС 3-го типа был разработан регулятор виртуальной инерции, позволяющий обеспечить поддержание частоты системы при аварийных дефицитах мощности с помощью высвобождения запасенной кинетической энергии турбин ВЭС.

2. Моделирование в программном комплексе *Matlab Simulink* подтвердило возможность поддержание частоты в энергосистеме за счет регулирования мощности ВЭС.

 Необходимо продолжение исследований по оценке эффективности применения алгоритма виртуальной инерции для выявления возможных ограничений из-за снижения скорости вращения ротора при торможении.

Список литературы

- 1. Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы : приказ № 88 от 26.02.2021 : утвержден Минэнерго России / Минэнерго России. 2021. URL: https://minenergo.gov.ru/node/20706
- Virtual inertia control of DFIG-based wind turbines for dynamic grid frequency support / Yi Wang, Xiaorong Zhu, Lie Xu, Heming Li, Xiangyu Zhang. // Proc. RPG – 2011. – pp. 1–6. – DOI: 10.1049/cp.2011.0189
- Ботвинник М. М. Сильное регулирование возбуждения и асинхронизированные машины / М. М. Ботвинник. – Москва: ТОРУС ПРЕСС, 2011. – 160 с.: ил. – ISBN 978-5-94588-101-3.

Денисенко Артем Игоревич, специалист отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: art1998den@yandex.ru

Смоловик Сергей Владимирович, д-р техн. наук, профессор, старший научный сотрудник научно-технического отдела Научно-технического центра Единой энергетической системы (AO «НТЦ ЕЭС»). E-mail: smolovik@ntcees.ru

Чудный Владимир Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: chudnyvs@yandex.com

УДК 621.311 П. Ю. Банных, А. Е. Гаврилова, А. В. Паздерин Метод поиска предельного режима в заданном контролируемом сечении

Представлен метод поиска предельного режима в заданном контролируемом сечении. Разработанный метод основан на процедуре оптимизации. В качестве целевой функции выступает сумма перетоков активной мощности по линиям, входящим в контролируемое сечение. В качестве ограничений задаются уравнения, описывающие установившийся режим, определитель матрицы Якоби принимается равным нулю. Отличительной особенностью предлагаемого метода является поиск предельного режима в заданном контролируемом сечении, а не в целом по энергосистеме. В числе преимуществ предлагаемого метода следует отметить отсутствие необходимости задания определенной траектории утяжеления. Метод был применен для 3-узловой и 4-узловой сети и показал свою работоспособность. В статье подтверждена теоретическая возможность применения метода, но для полноценного использования требуются дальнейшие научные исследования.

Ключевые слова: электрический режим, предельный режим, оптимизация, контролируемое сечение.

Введение

Одним из аспектов управления электроэнергетическим режимом является контроль перетоков активной мощности в контролируемых сечениях (далее – КС). При этом максимально допустимые перетоки (МДП) в КС определяются в том числе по критерию статической апериодической устойчивости. В соответствии с Правилами определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях [1, 2] предельный переток в КС определяется посредством утяжеления режима по траектории, определяемой вектором изменения режима (ВИР). При этом необходимо рассматривать не менее трех ВИР и выбрать такой, который приводит к минимальному предельному перетоку в КС. Процесс выбора ВИР является эвристическим поиском, вследствие чего для абсолютно достоверного определения оптимальной траектории утяжеления необходимо перебрать все возможные.

Размеры существующих объединенных энергосистем приводят к невозможности полного перебора всех ВИР, вследствие чего оптимальность ВИРа (т. е. гарантия того, что режим, найденный с помощью ВИРа, является режимом с минимальным предельным перетоком активной мощности по сечению) зависит от опыта и профессиональности технолога, выполняющего расчет. Стоит также учитывать, что в ремонтных схемах оптимальный ВИР может отличаться от найденного для нормальной схемы, что дополнительно усложняет расчет.

Для решения данной задачи в статье предлагается метод поиска ближайшего предельного режима в заданном КС с применением методов оптимизации.

Рассматривая работы отечественных исследователей на тему поиска ближайших предельных режимов, можно выделить два основных направления: оптимизационный метод поиска предельного режима в заданном направлении, развиваемый В. В. Давыдовым [3], и метод поиска на основе уравнений предельного режима, развиваемый А. В. Крюковым [4]. Есть также и зарубежные работы на рассматриваемую тему [5]–[9],

но в данном исследовании более подробно будут рассмотрены отечественные работы в силу общности электроэнергетической системы и нормативной базы.

В. В. Давыдов в своих работах предлагает метод, основанный на нелинейном программировании для поиска предельного режима (НЛПР-Н-метод). Данный метод представляет собой развитие традиционного подхода к поиску предельного режима, при котором предельный режим находится путем последовательного утяжеления по шагам. Отличительной особенностью является то, что поиск осуществляется не с помощью последовательного утяжеления режима, а с помощью оптимизационного алгоритма. При этом в задаче оптимизации искомой оптимизируемой величиной выступает шаг утяжеления, на который необходимо изменить текущий режим, чтобы найти предельный.

Необходимо найти минимум целевой функции

$$\min -t$$
, (1)

при условии

$$\Delta F(X, Y + tdY) = 0, \tag{2}$$

где ΔF – вектор невязок уравнений узловых напряжений;

 X – вектор зависимых параметров режима, составленный из углов напряжений всех узлов сети (кроме базисного узла) и модулей напряжений PQ-узлов;

Y – вектор независимых параметров режима, составленный из активных и реактивных мощностей в каждом узле нагрузки и активных мощностей в генераторных узлах;

t – коэффициент, характеризующий расстояние от исходного установившегося режима до предельного в направлении вектора утяжеления *dY* режима.

Таким образом, выполняется поиск такого максимального шага *t*, при котором режим будет существовать, т. е. невязки уравнений узловых напряжений равны нулю.

Достоинством метода является лучшая точность определения границы области существования режима и меньшее число итераций при поиске предельного режима. Среди недостатков можно отметить зависимость полученного предельного режима от заданной траектории угяжеления dY. Чтобы устранить данный недостаток, В. В. Давыдовым на основе НЛПР-Н метода был разработан НЛПР-Бр метод нелинейного программирования в L_p -нормах, в котором исключается необходимость задания в качестве исходных данных определенного ВИРа.

Другим направлением исследований в области предельных режимов является подход А. В. Крюкова. С помощью математических преобразований была получена модифицированная система уравнений предельного режима:

$$\begin{cases} \Delta F \left(X, \ Y - M^{-2} \cdot \left(\frac{\partial F}{\partial DY} \right)^{\mathrm{T}} \cdot R \right) = 0, \\ V = \left(\frac{\partial F}{\partial X} \right)^{\mathrm{T}} R = 0, \end{cases}$$
(3)

где *DY* – вектор приращения независимых переменных (мощностей), обеспечивающий перемещение режима на границу области существования режима (предельную гиперповерхность);

 $\frac{\partial F}{\partial DY}$, $\frac{\partial F}{\partial X}$ – векторы частных производных по соответствующим параметрам;

М – диагональная матрица, по главной диагонали которой находятся элементы µ_i; *R* – собственный вектор транспонированной матрицы Якоби системы уравнений узловых напряжений, соответствующее нулевому собственному числу.

Основным преимуществом подхода А. В. Крюкова является отсутствие необходимости в заранее заданной траектории утяжеления. Кроме того, получаемая в результате математических преобразований модифицированная система уравнений, описывающих предельный режим, не будет являться вырожденной в предельном режиме. Вводится критерий близости текущего режима к предельному, которым является геометрическая длина вектора коэффициентов запаса между текущим и предельным режимами. В соответствии с этим переформулируется целевая функция для поиска ближайшего предельного режима. Новая переформулированная система уравнений может быть применена для задач ввода режима в допустимую область, так как исходное приближение может не соответствовать сбалансированному режиму. При этом возникает ряд недостатков: результатом расчета является ближайший предельный режим относительно исходного режима, при этом такой режим может не совпадать с абсолютно ближайшим предельным режимом. Кроме того, невозможно сопоставить коэффициенты запаса, определенные для разных исходных режимов, так как при этом используются разные базисы. Дополнительные вычислительные затруднения вызывает новая целевая функция запаса, которая может иметь разрывы второго рода.

Обобщая разработки отечественных ученых в области поиска предельных режимов важно отметить, что предлагаемые методы концентрируются на поиске ближайшего предельного режима в целом в энергосистеме, не рассматривая при этом конкретные КС.

Учитывая, тот факт, что основным принципом управления электроэнергетическим режимом является контроль перетоков активной мощности в основных КС, актуальность предлагаемого метода заключается в поиске предельного режима именно в заданном КС, а не в целом в энергосистеме. Кроме того, предлагаемый метод дает возможность автоматического определения минимального предельного перетока для дальнейшего поиска МДП.

Описание разработанного метода

Предлагаемый метод основан на решении классической задачи минимизации целевой функции при наличии ограничений типа равенств и типа неравенств. В качестве целевой функции выступает сумма перетоков активной мощности по линиям, входящим в КС:

$$\amalg \Phi = \min\left(\sum P_{ij}\right),\tag{4}$$

где P_{ij} – переток активной мощности по ветви i - j, входящей в контролируемое сечение.

Ограничения в форме равенства:

• все переменные *X* должны соответствовать уравнениям установившегося режима (УУР):

$$\Delta F(X) = 0, \tag{5}$$

где $\Delta F(X)$ – вектор невязок УУР;

определитель матрицы Якоби ΔJ(X) системы УУН (5), описывающих режим равен нулю, что соответствует предельному режиму ЭЭС. Данное ограничение соответствует предельному режиму:

$$\Delta J(X) = 0. \tag{6}$$

Ограничения в форме неравенства:

мощности узлов генерации имеют верхнюю и нижнюю границы. Верхняя граница обусловлена установленной мощностью генерирующего оборудования. Нижняя граница – 0. В качестве допущения на текущем этапе исследований принимается, что генераторы в узле могут работать при мощности в диапазоне от 0 до установленной:

$$0 \le P_{gen\,i} \le P_{gen\,i\,\max} \; ; \tag{7}$$

 мощности узлов нагрузки имеют верхний и нижний пределы, обусловленные графиком потребления:

$$P_{n\,i\,\min} \le P_{n\,i} \le P_{n\,i\,\max} \; ; \tag{8}$$

предельный режим в КС между ЭС1 и ЭС2 может быть достигнут как в направлении от ЭС1 к ЭС2, так и от ЭС2 к ЭС1, поэтому необходимо задать дополнительное ограничение на направление перетока в КС:

$$\sum P_{ii} \ge 0. \tag{9}$$

В качестве метода оптимизации выбран обобщенный метод Ньютона, т. е. метод второго порядка. Ограничения в форме равенства учитываются с помощью метода Лагранжа. Ограничения в форме неравенства учитываются с помощью метода внутренней точки. Штрафной функцией для метода внутренней точки была принята функция гиперболы.

Рассмотрим более подробно уравнения, описывающие установившегося режим. На сегодняшний день наибольшее распространение для расчета установившихся режимов получили [10] уравнения узловых напряжений (УУН) ввиду простоты автоматизации. Для сложнозамкнутых высоковольтных сетей при наличии узлов генерации применяются УУН в форме баланса мощностей в полярных координатах, как например, в ПК *RastrWin*:

$$\Delta P_{k}(P_{k}, V, \delta) = P_{k} - V_{k}^{2}G_{kk} - V_{k}\sum_{m \in k}V_{m}(G_{km}\cos\delta_{km} + B_{km}\sin\delta_{km}) = 0, \ k \in PV + PQ, \ (10)$$

$$\Delta Q_k \left(Q_k, V, \delta \right) = Q_k + V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m \in k} V_m \left(B_{km} \cos \delta_{km} - G_{km} \sin \delta_{km} \right) = 0, \quad k \in PQ, \quad (11)$$

где неизвестными являются V и б – модули и углы напряжений узлов.

При решении такой системы УУН методом Ньютона применяется линеаризация, в ходе которой функция синуса и косинуса заменяется линейной аппроксимацией. Известно, что вблизи предельных режимов линейная система уравнений на шаге итерации метода Ньютона плохо обусловлена и наблюдается численная неустойчивость. Существуют альтернативные системы уравнений, описывающие установившийся режим. Так, например, в [11] предложена потоковая модель установившегося режима. В качестве неизвестных принимаются потоки активной и реактивной мощности в ветвях, а также модули узловых напряжений. Для потоковой модели система уравнений установившегося режима состоит из трех групп: уравнения балансов узлов по активной и реактивной мощности (11), (12), уравнения падения напряжения для каждой линии (13), (14) и дополнительных контурных уравнений для независимых замкнутых контуров (15).

Уравнения баланса узлов по активной и реактивной мощности:

$$\Sigma \left(P_{ij}^{\rm H} \right) - \Sigma \left(P_{ki}^{\rm H} - \Delta P_{ki} \right) + P_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N_{PQ} + N_{PV}, \tag{12}$$

$$\Sigma (Q_{ij}^{\rm H}) - \Sigma (Q_{ki}^{\rm H} - \Delta Q_{ki}) + Q_i = 0, \quad i = 1, 2, ..., N_{PQ},$$
(13)

где N_{PQ} – число PQ узлов в схеме;

 N_{PV} – число PV узлов в схеме;

 $\Sigma(P_{ij}^{\text{H}})$ и $\Sigma(Q_{ij}^{\text{H}})$ – сумма активных и реактивных мощностей, которые вытекают из узла *i* по ветвям;

 $\Sigma(P_{ij}^{\kappa})$ и $\Sigma(Q_{ij}^{\kappa})$ – сумма активных и реактивных мощностей, которые втекают в узел *i* по ветвям;

 P_i и Q_i – активная и реактивная мощность нагрузки узла *i*;

 $\Delta P_{ki} \frac{n!}{r!(n-r)!}$ и ΔQ_{ki} – потери активной и реактивной мощности в ветвях.

Уравнения падения напряжения для каждой из М линии:

$$\sqrt{\left(V_{k} - \Delta V_{ki}^{'}\right)^{2} + \left(\Delta V_{ki}^{''}\right)^{2}} - V_{i} = 0, \ ki = 1, 2, \dots, M,$$
(14)

где продольная ΔV_{ki} и поперечная ΔV_{ki} составляющие падения:

$$\Delta V_{ki}^{'} = \frac{P_{ki}^{H} \cdot R_{ki} + Q_{ki}^{H} \cdot X_{ki}}{V_{k}}, \quad \Delta V_{ki}^{"} = \frac{P_{ki}^{H} \cdot X_{ki} - Q_{ki}^{H} \cdot R_{ki}}{V_{k}}.$$
(15)

Дополнительные уравнения для системы для всех *G* независимых замкнутых контуров:

$$\sum \arctan\left(\frac{\Delta V_{ki}^{"}}{V_{k} - \Delta V_{ki}^{'}}\right) = 0, \ k, i = 1, 2, \dots, G.$$
(16)

Исходные данные (активная и реактивная мощности для PQ узлов или активная мощность и напряжение для PV узлов) как для УУН, так и для потоковой модели одинаковы. Несмотря на то, что неизвестные переменные в УУН и для системы уравнений потоковой модели (12)–(16) отличаются, результатом расчета является один и тот же режим.

Главным отличием потоковой модели режима от УУН является исключение из числа переменных углов напряжений, что делает линеаризованную систему на шаге итерации Методом Ньютона гораздо лучше обусловленной. В связи с этим в статье для поиска предельного режима использованы уравнения режима в форме потоковой модели.

В процедуре оптимизации в качестве искомых переменных используются мощности узлов. В итоге математически задача оптимизации формулируется следующим образом:

$$\operatorname{\underline{U}}\Phi = \min\left(\sum P_{ij}\right) \tag{17}$$

при ограничениях в форме равенства

$$\begin{split} & \left[\sum \left(P_{ij}^{\text{H}} \right) - \sum \left(P_{ki}^{\text{H}} - \Delta P_{ki} \right) + P_{i} = 0, \quad i = 1, 2, ..., N_{PQ} + N_{PV}, \\ & \sum \left(Q_{ij}^{\text{H}} \right) - \sum \left(Q_{ki}^{\text{H}} - \Delta Q_{ki} \right) + Q_{i} = 0, \quad i = 1, 2, ..., N_{PQ}, \\ & \sqrt{\left(V_{k} - \Delta V_{ki}^{'} \right)^{2} + \left(\Delta V_{ki}^{''} \right)^{2}} - V_{i} = 0, \quad k, i = 1, 2, ..., M, \\ & \sqrt{\left(V_{k} - \Delta V_{ki}^{'} \right)^{2} + \left(\Delta V_{ki}^{''} \right)^{2}} = 0, \quad k, i = 1, 2, ..., M, \end{split}$$
(18)
$$& \sum \arctan \left(\frac{\Delta V_{ki}^{''}}{V_{k} - \Delta V_{ki}^{'}} \right) = 0, \quad k, i = 1, 2, ..., G, \\ & \Delta J = 0. \end{split}$$

При ограничениях в форме неравенства:

$$\begin{cases} 0 \le P_{geni} \le P_{geni|\max}, \\ P_{ni\min} \le P_{ni} \le P_{ni\max}, \\ \sum P_{ij} \ge 0. \end{cases}$$
(19)

Численный эксперимент для 3-узловой схемы

Предлагаемый метод поиска ближайшего предельного режима в заданном КС был применен к простейшей схеме, изображенной на рис. 1 и состоящей из трех узлов: базового и двух *PV*-узлов генерации.

Рассмотрим применение предлагаемого метода оптимизации для двух КС: КС 1 и КС 2. Опишем математически задачу оптимизации для простейшей схемы.

Для КС 1 в качестве целевой функции выступает сумма перетоков активной мощности в КС:

$$\mathbf{U}\Phi = \min(P_{12} + P_{23}). \tag{20}$$

Среди ограничений были заданы следующие:

• определитель матрицы Якоби равен нулю:

$$\Delta J = 0;$$

• ограничения на генерацию в узлах:



Рис. 1. Трехузловая схема

(21)

$$P_{gen1} \ge 0, \ P_{gen2} \ge 0;$$
 (22)

• ограничение на переток активной мощности в КС 1:

$$P_{\text{ceyl}} \ge 0 ; \tag{23}$$

• ограничения, описывающие режим.

Чтобы графически представить поставленную задачу, было рассчитано множество режимов при разных величинах генерации в узлах 1 и 2 (рис. 2). При этом существующие режимы обозначены зелеными точками, несуществующие - красными. Видно, что граница существования режима представляет из себя эллипс. Для оптимизации важным является тот факт, что область поиска решения выпуклая, а, следовательно, обобщенный метод Ньютона должен сходиться в точку минимума целевой функции. С учетом ограничений на активную мощность генерации в узлах видно, что существует две точки оптимального решения: первая точка при генерации в узле № 1 23 866 МВт и генерации в узле



Рис. 2. Геометрическое представление оптимизационной задачи для КС1

№ 2 0 МВт и вторая точка при генерации в узле № 1 0 МВт и генерации в узле № 2 23 866 МВт. При этом в зависимости от начальных условий предлагаемый алгоритм находит одну из этих точек.

При добавлении активных ограничений на верхнюю границу активной мощности генерации, например, *P*_{gen2}

$$P_{gen1} \le 20\,000, \ P_{gen2} \le 20\,000, \ (24)$$

предлагаемый алгоритм также находит нужную точку решения, а именно точку с координатами (20 000; 6 035), либо точку (6 035; 20 000).

При рассмотрении оптимизационной задачи применительно к КС 2 линии равного уровня изменяют свое направление (рис. 3). В случае задании ограничений таких же, как для КС1 в чистом виде (изменяя лишь номера ветвей в целевой функции), можно отметить, что алгоритм приходит в точку с координатами (0; 23 866), т. е. генерация в узле 1 равна нулю, а генерация в узле 2 равна 23 866. Очевидно, что в таком случае переток по линии 1–2 направлен к узлу 1.



Чтобы избежать такой ситуации в данном случае уместно добавить дополнительные ограничения на перетоки активной мощности по каждой линии, входящей в КС, т. е.

$$P_{12} \ge 0, \ P_{13} \ge 0 \ . \tag{25}$$

Данные ограничения также нанесены на рис. 3. Видно, что в точке (0; 23 866) активным стало ограничение на переток активной мощности по линии 1–2, и теперь точкой минимума функции становится точка с координатами (13 455; 13 455). Данное решение является результатом оптимизационной процедуры для КС 2.

Численный пример для 4-узловой схемы

Для иллюстрации работоспособности алгоритма при наличии нескольких узлов генерации предлагаемый метод был протестирован на 4-узловой схеме (рис 4). Осуществляется поиск ближайшего предельного режима в сечении, обозначенном на рисунке. Поиск производится двумя методами: традиционным методом с созданием нескольких ВИРов и предлагаемым методом на основе оптимизации.

Для традиционного способа было найдено 4 ВИРа, представленных в табл. 1. ВИР, приводящий к минимальному предельному перетоку в рассматриваемом КС, соответствует максимальной загрузке генерации в узле 1. При этом переток в КС составляет 24 726 МВт.

метода. В результате оптимизации 24 726 МВт. Сравнение результатов расчетов для двух методов представлено в табл. 2. Видно, что оба метода находят одинаковый режим. Таком образом, подтверждается работоспособность предлагаемого алгоритма. Небольшое отличие (0,004%) предлагаемого и традиционного метода объясняется тем, что в предлагаемом ме-



Рис. 4. Схема 4-узловой сети

Таблица 1

Сравнение ВИРов					
<i>Р</i> , МВт	ВИР 1	ВИР 2	ВИР 3	ВИР 4	
ΔP_{gen1}	1 000	0	1 000	1000	
ΔP_{gen2}	1 000	1 000	0	0	
ΔP_{gen3}	1 000	0	0	1 000	
Рпред	26 141	25 587	24 726	26 142	

Поиск предельного режима в КС был выполнен с применением предлагаемого метода. В результате оптимизации получен переток активной мощности в КС

Таблица 2

Сравнение	е результатов	для дву	х методов
-----------	---------------	---------	-----------

Р , МВт Традиционный		Предлагаемый	
	метод	метод	
$P_{\rm cey}$	24 725,5	24 726,4	
P_{gen1}	24 933,6	24 937,3	
P_{gen2}	0	0	
P_{gen3}	0	0	

тоде для работы с ограничениями типа неравенства используется метод штрафных функций, что вносит небольшую погрешность в полученный результат.

Для определения ближайшего предельного режима требуется подбирать несколько ВИРов, что нетрудно сделать для небольшой схемы. При рассмотрении реальных схем энергосистем задача поиска необходимого ВИРа становится гораздо сложнее. При этом предлагаемый метод определяет ближайший предельный режим, не требуя при этом дополнительного анализа схемы. Использование предлагаемого метода приводит к отсутствию необходимости искать ВИР эмпирическим путем.

Выводы

В статье предложен новый метод поиска предельного режима в заданном КС. Разработанный метод основан на процедуре оптимизации. В качестве целевой функции выступает сумма перетоков активной мощности по линиям, входящим в КС. В качестве ограничений в форме равенства задаются уравнения, описывающие установившийся режим, определить матрицы Якоби принимается равным нулю. В качестве ограничений в форме неравенства задаются пределы по активной мощности генерации, нагрузки, а также направление перетока активной мощности в КС.

Метод протестирован на двух схемах: 3-узловой с двумя узлами генерации и 4-узловой с тремя узлами генерации. Для 3-узловой схемы показана геометрическая интерпретация задачи оптимизации. В ходе проведения численных экспериментов обнаружена зависимость результата работы предлагаемого метода от начальных условий. Показано, что возможна ситуация с несколькими оптимальными точками решения. Для 4-узловой схемы представлено сравнение традиционного метода поиска с выбором ВИРа и предлагаемого алгоритма на основе оптимизации. Показано, что результаты для 4-узловой схемы совпадают.

Среди преимуществ предлагаемого метода можно отметить отсутствие необходимости задания определенного ВИРа. Кроме того, поиск производится в заданном КС, а не в целом по энергосистеме, в отличие от существующих отечественных теоретических методов.

В статье продемонстрирована базовая концепция поиска предельного режима в заданном КС. Требуется проведение ряда научных исследований, прежде чем метод можно будет непосредственно применять на практике. В дальнейшем планируется протестировать метод на более крупных схемах электрической сети, а также на схемах, укрупненно приближенных к реальным схемам энергосистем. Полученные на сегодняшний день результаты говорят о работоспособности и наличии перспективы для развития предлагаемого метода.

Список литературы

- 1. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок: Методические указания по устойчивости энергосистем № 630 от 03.08.2018 : утвержден Минэнерго России / АО «СО ЕЭС». – Москва, 2018. – 15 с.
- СТО 59012820.27.010.004-2020 Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях : стандарт АО «СО ЕЭС» : дата введения 2020-07-09 / АО «СО ЕЭС». – Изд. официальное. – Москва, 2020. – 24 с.

- 3. Давыдов В.В. Исследование и разработка моделей расчета предельных режимов электрических систем: дисс. ...док. техн. наук : 05.14.02 / В. В. Давыдов. Улан-Удэ, 2019. – 462 с.
- Крюков А. В. Предельные режимы электроэнергетических систем / А. В. Крюков. – Иркутск: ИрГУПС, 2012.
- Hu Z., Wang X. Efficient computation of maximum loading point by load flow method with optimal multiplier / Z. Hu, X. Wang // IEEE Trans. Power Syst. – 2008. – vol. 23, no. 2. – pp. 804–806.
- Pama A., Radman G. A new approach for estimating voltage collapse point based on quadratic approximation of PV-curves / A. Pama, G. Radman // Electr. Power Syst. Res. – 2009. – vol. 79, no. 4. – pp. 653–659.
- Calculation of critical loading condition with nose curve using homotopy continuation method / K. Iba, H. Suzuki, M. Egawa, T. Watanabe // IEEE Trans. Power Syst. – 1991. – vol. 6, no. 2. – pp. 584–593.
- Kataoka Y. A probabilistic nodal loading model and worst case solutions for electric power system voltage stability assessment / Y. Kataoka // IEEE Trans. Power Syst. – 2003. – vol. 18, no. 4. – pp. 1507–1514.
- Computation of maximum loading points via the factored load flow / C. Gómez-Quiles, A. Gómez-Expósito, W. Vargas // IEEE Trans. Power Syst. – 2016. – vol. 31, no. 5. – pp. 4128–4134.
- Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах / Б. И. Аюев, В. В. Давыдов, П. М. Ерохин, В. Г. Неуймин. – Москва: Флинта: Наука, 2008. – 256 с.
- Банных П. Ю. Развитие потоковой модели установившихся режимов электрических сетей в трехфазном и однолинейном представлении: дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / П. Ю. Банных. – Екатеринбург, 2020.

Банных Павел Юрьевич – канд. техн. наук, доцент кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина (УрФУ). E-mail: pavel.bannykh@urfu.ru

Гаврилова Альбина Евгеньевна, аспирант кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина (УрФУ). E-mail: Allbina@icloud.com

Паздерин Андрей Владимирович – д-р техн. наук, заведующий кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина (УрФУ). E-mail: a.v.pazderin@urfu.ru

УДК 621.311 Д. В. Дворкин, А. Н. Новиков, Н. Л. Новиков, И. С. Супрунов Применение систем векторного управления режимами электропередачи переменного тока в условиях широкого развития ВИЭ

В электроэнергетических системах возникают перетоки мощности, обусловленные режимами работы объединенных энергосистем, в том числе необходимостью передачи активной мощности от существующих электростанций в крупные узлы нагрузки. В ряде случаев существующие связи не обладают достаточной пропускной способностью с учетом необходимости обеспечить выдачу мощности как традиционных станций, так и возобновляемых источников.

Ограничения пропускной способности сечений приводят к возникновению запертой мощности электростанций и снижению надежности электроснабжения потребителей. В ряде случаев ограничения вызваны необходимостью поддержания токовой загрузки линий в пределах допустимой в сечениях с неравномерной загрузкой линий различных классов напряжения. В связи с этим, для разгрузки наиболее загруженных элементов в сечении и загрузки слабо загруженных встает вопрос регулирования перетоков активной мощности между сетями различных классов напряжения.

Данная задача может быть решена с помощью гибких электропередач переменного тока на основе систем векторного управления режимами электропередачи переменного тока. В качестве такой системы предлагается применение комбинированного устройства управления перетоком активной мощности на базе двух асинхронизированных синхронных машин и автотрансформатора для увеличения пропускной способности межсистемной связи.

В статье представлены результаты расчетов режимы работы комбинированного устройства и проведена оценка его влияния на параметры установившихся режимов с точки зрения пропускной способности сети. Показана эффективность применения комбинированного устройства для повышения пропускной способности на примере контролируемого сечения в объединенной энергосистеме юга РФ в условиях роста генерирующих мощностей как традиционных станций, так и на основе возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова: векторное управление, асинхронизированная синхронная машина, повышение пропускной способности, перетоки активной мощности, возобновляемые источники энергии.

Введение

Проблемы запертых мощностей электрических станций и неравномерности загрузки связей в составе контролируемых сечений (КС) достаточно хорошо изучена и особенно ярко проявляется в южных регионах РФ с ростом температуры окружающей среды в летний период. Так при наступлении периода экстремально высоких температур наружного воздуха (ПЭВТ) потребление энергосистем увеличивается и в отдельных энергосистемах может быть сопоставим или превосходить зимнее (например, в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края). При этом тенденция к вводу значительного числа возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на юге России [1–3] дополнительно усугубляет проблему обеспечения требуемой пропускной способности электрической сети в тех случаях, когда загрузка традиционных станций не может быть снижена или перераспределена по условию обеспечения баланса мощностей. В условиях роста нагрузки в определенный момент существующая сеть не позволит пропустить требуемую мощность из-за сетевых ограничений. Согласно требованиям нормативной документации [4], в условиях ограничения пропускной способности сети допустимо ее развитие за счет применения кратко- и среднесрочных мероприятий по усилению существующей сети (их эффективность прогнозируется на период 5–10 лет). Однако такой подход, решая проблему запертых мощностей в среднесрочной перспективе, не решает проблему неравномерности загрузки связей в долгосрочной перспективе с учетом определенной стратегии развития низкоуглеродной экономики и энергетики [1, 2].

В качестве альтернативы такому сетевому строительству разумно рассмотреть перспективу применения мероприятиям по повышению пропускной способности с применением технологий умных сетей (*FACTS*). Учитывая высокий уровень развития силовой электроники и микропроцессорных систем управления, положительный опыт эксплуатации *FACTS* за рубежом и ее экономическую привлекательность перспективность применения *FACTS* в РФ очевидна. Таким образом, хотя разработки и проекты такого рода требуют временных и финансовых ресурсов, они влекут выгоду с точки зрения повышения надежности работы, качества энергоснабжения и улучшения управления энергосистемой в целом.

В качестве рекомендуемого объекта *FACTS* для устранения перегрузок может быть рекомендовано комбинированное устройство управления перетоком активной мощности (УУПМ), которое позволит снизить переток по перегружаемому электросетевому элементу и загрузить слабо загруженные линии электропередачи (ЛЭП).

Векторное управление режимами электропередачи переменного тока с помощью комбинированного устройства управления перетоком мощности с АС ЭМПЧ и трансформатором

В большинстве случаев в ограничивающих переток активной мощности элементах сечений значение передаваемой активной мощности меняется в некотором диапазоне значений относительно постоянного значения. При этом при последовательном включении в такой элемент устройства управления его номинальную мощность необходимо выбирать из расчета передачи максимально возможной допустимой пропускной способности элемента [5, 6], чтобы не допустить ограничения пропускной способности сечения уже по критерию допустимой токовой нагрузки самого устройства управления.

Для увеличения пропускной способности устройства управления предлагается шунтировать асинхронисированный синхронный электромеханический преобразователь частоты (АС ЭМПЧ) реактивным элементом [7], в качестве которого в электрических сетях различных классов напряжения может быть использован трансформатор подстанции (ПС) или станции (рис. 1). Это позволит сократить затраты на установку устройства за счет применения существующего в сети оборудования. Предлагаемое устройство будет эффективно для повышения пропускной способности сечений, состоящих из ЛЭП с различной токовой загрузкой, когда критерий по допустимой токовой нагрузке достигается по одной из связей раньше, чем по другим. Такая ситуация характерна для таких связей, когда загрузка сети более низкого класса напряжения определяется в первую очередь нагрузкой ПС в транзите, и, только во вторую очередь, межсистемным перетоком. В этом случае, отстроившись

от величины перетока, определяемого нагрузками транзита (фактически переток через трансформатор или реактор, в случае одного класса напряжения), можно с помощью устройства управления снижать загрузку таких связей снижая транзитный переток по ним и загружая слабонагруженные связи в КС.

К рассмотрению предлагается общий подход к управлению перетоком мощности с помощью УУПМ с АС ЭМПЧ и трансформатором (рис. 1), последовательно включенный между узлами *a* и *b* сложной электрической сети, и вставку, подключаемую через трансформаторы связи T1 и T2.



Переток между подсистемами *A* и *B P*_{сеч} определяется балансовой ситуацией в подсистеме *B* при указанном

Рис. 1. Комбинированное устройство управления перетоком мощности с АС ЭМПЧ и трансформатором (автотрансформатором)

направлении перетока активной мощности. *Р*_л обозначена активная мощность, передаваемая по «слабой связи», на которой требуется обеспечить управление перетоком активной мощности.

Переток активной мощности по остальным ЛЭП обозначен *Р*_{вн}. В общем случае число таких ЛЭП может быть достаточно велико. Если не учитывать изменение суммарных потерь активной мощности в процессе управления перетоком активной мощности УУПМ, то *Р*_{сеч} постоянно и определяется только балансовой ситуацией:

$$P_{\rm cey} = P_{\rm \pi} + P_{\rm BH} = {\rm const.} \tag{1}$$

(2)

Из выражения (1) следует, что при уменьшении перетока P_{π} устройством управления перетоком активной мощности происходит загрузка остальных ЛЭП в сечении $P_{\text{вн}}$, т. е. выполняется перераспределение активной мощности между элементами сечения: снижается переток по загруженным элементам (в рассматриваемом случае ЛЭП на участке b-B) увеличивается по разгруженным (ЛЭП A-B).

Физическая суть принципа управления перетоком мощности по ВЛ с помощью АС ЭМПЧ заключается в следующем. Согласно рис. 2 имеем:

$$\delta_{AB} = \delta_{Aa} + \delta_{ab} + \delta_{bB}.$$

Если в качестве упрощения принять, что за счет регулирования реактивной мощности вставкой модули напряжений в узлах a и b не изменяются, а модули напряжения в узлах A и B заданы, то передаваемая активная мощность по участкам линии P_{π}^{A} и P_{π}^{b} определяется углами сдвига между векторами напряжений U_{A} и U_{a} , U_{b} и U_{B} , а переток $P_{\text{вн}}$ фактически δ_{AB} . Так как суммарный переток $P_{\text{сеч}}$ без учета потерь в установившемся режиме не зависит от сдвига углов между векторами



Рис. 2. Векторная диаграмма напряжений гибкой линии электропередачи с комбинированным устройством

напряжений U_A и U_B , то изменение положения векторов напряжений U_A и U_a , U_b и U_B приведет только к перераспределению потоков активной мощности между P_{π} и P_{BH} .

В исходном установившемся режиме без учета установки УУПМ трансформатор Т обеспечивает связь двух участков транзита с разными номинальными напряжениями и электроснабжение местной нагрузки. В целом, нагрузка транзита P_{Λ} определяется нагрузками на ПС транзита (в целях упрощения они не показаны на рис. 1, но за вычетом потерь соответствует фактическому перетоку через трансформатор) и транзитным перетоком между подсистемой A и B. В этом случае, отстроившись от величины перетока, определяемого нагрузками транзита и ограниченного допустимой нагрузкой, можно с помощью УУПМ снижать загрузку таких связей уменьшая транзитный переток по ним и загружая слабонагруженные связи КС [8, 9].

Исследование режимов межсистемной связи при управлении перетоком мощности с помощью комбинированного устройства управления

Для тестовых расчетов использована характерная схема сети 110-330 кВ с парал-

лельно включенными ЛЭП, связанными между собой на электростанции через автотрансформатор (рис. 3).

24

Расчет установившихся режимов и статической апериодической устойчивости выполнялся в программном комплексе *RastrWin3* с использованием стандартного набора инструментов и принципов моделирования элементов электрической сети в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 и в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок в соответствие с Приказу Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.





Межсистемная связь образована параллельно включенными линиями 110 и 330 кВ. В такой связи наблюдается разная загрузка линий, и при увеличении перетока по межсистемной связи в КС-1, переток мощности по ВЛ 110 кВ ТЭС-1 – ПС-5 может превысить значение, допустимое по нагреву проводов.

Результаты расчетов значений МДП в КС-1 для нормальной и основных ремонтных схем в ПЭВТ приведены в табл. 1.

С учетом ввода в подсистеме *А* объектов ВИЭ в КС-1, возникает превышение МДП в нормальной и в ремонтной схеме.

Для увеличения МДП в КС-1 с целью обеспечения выдачи мощности генерирующих объектов ВИЭ из подсистемы *А* в подсистему *B* рекомендуется реализация следующих мероприятий по развитию электрической сети 110 – 330 кВ:

Вариант № 1 (рис. 4, *a*):

- реконструкция ТЭС-1 ПС-5 с заменой провода длиной 13 км;
- сооружение ВЛ 110 кВ ТЭС-1 ПС-5 2 цепь длиной 56,5 км;

- сооружение ВЛ 110 кВ ТЭС-1 ПС-5 3 цепь длиной 56,5 км;
- реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-4 ПС-5 с заменой участка провода длиной 13,5 км. Вариант № 2 (рис. 4, б):
- сооружение ВЛ 330 кВ ТЭС-1 ПС-4 длиной 83,8 км;

реконструкция ВЛ 110 кВ ТЭС-1 – ПС-5 с заменой провода длиной 13 км.

Таблица 1

№ п/п	Схема сети	МДП, МВт	Фактический переток в схеме, МВт*	Резерв, МВт	Критерий
1	Нормальная схема	602	595	7	АДТН ВЛ 110 кВ ТЭС-1 – ПС-5 в ПАР ВЛ 330 кВ ТЭС-1 – ПС-4
2	Ремонт ВЛ 330 кВ ТЭС-1 – ПС-4	514	500	14	ДДТН ВЛ 110 кВ ТЭС- 1 – ПС-5 в ремонтной схеме

Результаты расчетов значений МДП в КС-1 для нормальной и основных ремонтных схем в ПЭВТ

* – фактический переток определен с учетом загрузки станций в подсистеме *A* до располагаемой мощности



Рис. 4. Схема электрической сети после выполнения мероприятий

Необходимо отметить, что во всех рассмотренных схемно-режимных ситуациях величина МДП определяется допустимой токовой нагрузкой ВЛ 110 кВ ТЭС-1 – ПС-5. Поэтому в качестве альтернативы развитию сети 110–330 кВ рассмотрено управление перетоком мощности по ВЛ 110 кВ ТЭС-1 – ПС-5 с помощью ограничения $P_{\text{ВЛ}} \leq P_{\text{доп}}$ путем установки на ТЭС-1 УУПМ (Вариант № 3).

В качестве трансформатора T на рис. 1 использованы существующие на TЭС-1 автотрансформаторы 330/110 кВ мощностью 2×250 МВ·А. Мощность вставки AC ЭМПЧ определяется таким образом, чтобы полная мощность, передаваемая по ВЛ 110 кВ ТЭС-1 – ПС-5 ($S_{\rm BЛ}$), не превышала допустимого значения, и составляет 200 МВт.

На основании проведенного анализа результатов расчетов МДП для предложенных вариантов с реализацией мероприятий по увеличению пропускной способности КС-1 получено:

- реализация Варианта № 1 позволит увеличить МДП в КС-1 в нормальной и наиболее тяжелой единичной ремонтной схеме на 400 МВт и 390 МВт соответственно;
- реализация Варианта № 2 позволит увеличить МДП в КС в нормальной и наиболее тяжелой единичной ремонтной схеме на 480 МВт и 325 МВт соответственно;
- реализация Варианта № 3 позволит увеличить МДП в КС в нормальной и наиболее тяжелой единичной ремонтной схеме на 410 и 305 МВт соответственно.

При реализации всех вариантов будет обеспечена выдача мощности всех электростанций, в том числе предполагаемых к реализации более 600 МВт ВИЭ, за указанным контролируемым сечением в нормальной схеме электрической сети.

Укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий по предложенным вариантам составляют:

- Варианта № 1 2 770,03 млн руб.;
- Варианта № 2 З 102,23 млн руб.;
- Варианта № 3 1 831,20 млн руб.

Из результатов выполненного технико-экономического сравнения по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости, наиболее экономичным вариантом мероприятий по повышению пропускной способности КС-1 является Вариант № 3 – сооружение УУПМ.

Заключение

1. В результате проведенного исследования показано, что применение предложенного комбинированного устройства управления перетоком активной мощности на базе АС ЭМПЧ является технически и экономически привлекательной технологией для увеличения пропускной способности ЭЭС.

2. Отражено, что в ОЭС Юга предлагаемое устройство значительно целесообразнее к применению, чем усиление существующей сети.

3. Показано, что предлагаемое устройство дает преимущество по управлению перетоками активной мощности в контролируемых сечениях в условиях резкопеременного характера выдачи мощности стациями ВИЭ, т. е. обеспечивает гибкое управление энергосистемой.

Список литературы

- 1. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года : Распоряжение Правительства Российской Федерации № 3052-р от 29 окт. 2021 г. : утверждено Правительством Российской Федерации / Правительство Российской Федерации. – 2021.
- О сокращении выбросов парниковых газов : Указ Президента Российской Федерации № 666 от 4 нояб. 2020 г. : утвержден Президентом Российской Федерации. – 2020.
- План ввода в работу солнечных электростанций в рамках программы ДПМ ВИЭ-1 выполнен / AO «CO EЭС» // AO «CO EЭС» : [сайт]. – URL: https://www.so-ups.ru/ news/press-release/press-release-view/news/18726/
- 4. Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении

изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию» и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ № 1195 от 28 дек. 2020 г. : утвержден Минэнерго России. – 2020.

- 5. Классификация и характеристика устройств управляемых систем электропередачи переменного тока / Ю. Г. Шакарян, Н. Л. Новиков, П. В. Сокур, А. Н. Новиков // Электрические станции. – 2018. – № 9. – С. 20–36.
- 6. Электромеханическая вставка переменного тока для управления режимами и ограничения токов короткого замыкания / Ю. А. Дементьев, П. В. Сокур, Ю. Г. Шакарян, А. В. Майоров, А. М. Шабаш, Д. Н. Ярош, Н. Д. Пинчук, В. С. Третьянов // Энергия единой сети. 2017. № 4 (33). С. 18–27.
- Зеленохат Н. И., Супрунов И. С., Дубонос В. Р. Управление перетоком мощности по неоднородной межсистемной связи с комбинированным устройством управления / Н. И. Зеленохат, И. С. Супрунов, В. Р. Дубонос // Энергетик. – 2015. – № 9. – С. 40–43.
- Векторное управление режимами электропередачи на основе асинхронизированных синхронных машин / И. С. Супрунов, Д. В. Дворкин, Н. Л. Новиков, А. Н. Новиков // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. – № 2 (65). – С. 84–93.
- An asynchronized synchronous machine to control a flexible grid operation / I. S. Suprunov, D. V. Dvorkin, A. N. Novikov, N. L. Novikov // E3S Web of Conferences 216, 01039 (2020). – Rudenko International Conference Methodological problems in reliability study of large energy systems (RSES 2020) – Режим доступа: https://doi.org/10.1051/e3sconf/202021601039

Дворкин Дмитрий Валентинович, канд. техн. наук, главный специалист отдела развития энергетических систем в г. Москве Научно-технического центра Единой энергетической системы (AO «НТЦ ЕЭС»). E-mail: dvorkin-dv@so-ups.ru

Новиков Александр Николаевич, старший научный сотрудник ФБУ «НТЦ Энергобезопасность». E-mail: novikov@energo365.ru

Новиков Николай Леонтьевич, д-р техн. наук, старший научный сотрудник, заместитель научного руководителя АО «НТЦ ФСК ЕЭС»; профессор ФГОУ ВО НИУ «МЭИ»; ведущий научный сотрудник ОИВТ РАН. E-mail: Novikov_NL@ntc-power.ru

Супрунов Игорь Сергеевич, инженер отдела развития энергетических систем в г. Москве Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: suprunov-is@so-ups.ru

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

УДК 621.311 Д. Н. Седойкин Метод расчета мгновенной частоты дискретной вектор-функции

Работа посвящена расчету мгновенной частоты сигнала, цифровая модель которого представлена дискретной вектор-функцией. Объектом исследования являются способы расчета мгновенной угловой скорости/частоты вектор-функции. Предметом исследования являются погрешности расчета мгновенной угловой скорости/частоты, причины возникновения и способы их устранения.

Рассмотрены основные способы расчета мгновенной частоты сигнала, представленного вектор-функцией, на основе квадратурных составляющих (ортогональных проекций). Проведена оценка точности каждого из представленных способов расчета путем сопоставления погрешностей. Даны практические рекомендации по выбору диапазона измерения мгновенной частоты сигнала и выбору частоты дискретизации. Доказано, что при изменении модуля дискретной вектор-функции расчет ее угловой частоты/скорости будет выполняться с погрешностью, и тем самым обоснована нецелесообразность применения классического способа расчета мгновенной угловой частоты на практике. Показано, что для устранения данной погрешности необходимо производить расчет мгновенной частоты вектор-функции только после ее нормализации по модулю. Приведена имитационная модель, которая наглядно демонстрирует методические и инструментальные погрешности для каждого из рассматриваемых в данной работе способов расчета частоты.

Ключевые слова: цифровая обработка сигналов, структурный анализ сигналов, мгновенная угловая частота, угловая скорость вектор-функции, погрешность расчета частоты, преобразование Гильберта, аналитический сигнал.

Введение

Поводом для написания данной статьи послужили многочисленные научные публикации [3–16], в том числе и диссертационные работы, связанные с вычислением угловой частоты/скорости вектора аналитического сигнала или обобщенного пространственного вектора, в которых содержится критическая ошибка. В подавляющем большинстве авторы этих работ неверно/некорректно выстраивают алгоритм расчета угловой скорости, а точнее, в этих алгоритмах отсутствует одна операция – нормализация, что в конечном итоге приводит к неверному расчету угловой скорости, либо к ограничению применения метода только установившимся режимом. Следует заметить, что на практике наибольший интерес представляет угловая скорость именно в переходных процессах. Возвращаясь к вышеупомянутому (некорректному) алгоритму, важно подчеркнуть то, что формула, на основе которой производится расчет мгновенной частоты, применима только для непрерывных «гладких» (т. е. дифференцируемых) вектор-функций.

Проблема погрешности расчета угловой скорости вектор-функции, а также метод ее решения, рассматривались в [1, 2]. Однако по мнению автора, вышеупомянутые работы в недостаточной степени конкретизируют и раскрывают суть проблемы.

Для того чтобы сориентировать читателя и способствовать единому пониманию рассматриваемых вопросов, приведем примеры наиболее часто встречающихся на практике вектор-функций:

 $\mathbf{r}(t) = x(t) + y(t)j$ – комплексный аналитический сигнал, представляющий собой вектор-функцию, полученную в результате преобразования Гильберта. Функции x(t) и y(t) представляют собой квадратурные составляющие: x(t) – вещественная часть комплексного аналитического сигнала, y(t) – мнимая часть или сопряженный сигнал $y(t) = \tilde{x}(t)$.

 $\mathbf{r}_{\alpha\beta}(t) = \mathbf{r}_{\alpha}(t) + \mathbf{r}_{\beta}(t) = x(t) \,\hat{\mathbf{a}} + y(t) \,\hat{\mathbf{\beta}}$ – обобщенный или изображающий пространственный вектор, который применяется при рассмотрении/моделировании мультифазных систем, в частности 3-фазных сетей, электрических машин (двигателей, генераторов) и т. п. В данном случае функции x(t) и y(t) являются ортогональными проекциями обобщенного/изображающего пространственного вектора $\mathbf{r}_{\alpha\beta}(t)$ на оси α и β .

Для расчета угловых скоростей приведенных выше вектор-функций обычно применяется следующее выражение:

$$\omega(t) = \frac{x(t) y'(t) - x'(t) y(t)}{x(t)^2 + y(t)^2},$$
(1)

где x(t), y(t) – координатные или масштабирующие функции вектора $\mathbf{r}(t) = x(t) \hat{\mathbf{i}} + y(t) \hat{\mathbf{j}}$;

x'(t), y'(t) – производные функций x(t) и y(t).

В данной работе выражение (1) как раз и будет являться объектом анализа и критических замечаний.

Рассмотрение методов получения квадратурных составляющих или ортогональных проекций вектор-функции выходит за рамки данной работы. Предполагается, что квадратурные составляющие или ортогональные проекции вектор-функции известны или получены без погрешности.

Основная цель данной работы – показать, что расчет мгновенной угловой скорости должен проводиться только после предварительной нормализации/нормирования вектор-функции.

Прежде чем перейти к анализу результатов расчета согласно выражению (1), необходимо рассмотреть два корректных способа, в которых методическая погрешность вычисления мгновенной угловой скорости отсутствует. Забегая вперед, следует отметить, что методическая погрешность расчета угловой скорости обусловлена изменением модуля вектор-функции. Первый из представленных способов или способ *A* позволяет вычислить модуль мгновенной угловой скорости (т. е. угловую скорость без учета знака). Второй способ или способ В по существу является скорректированной формулой (1), когда мгновенная угловая скорость рассчитывается для предварительно нормализованной/нормированной вектор-функции.

Далее по тексту приняты/используются следующие обозначения:

 ω_A – мгновенная угловая скорость, рассчитанная способом A (A – Absolute frequency value);

 ω_B – мгновенная угловая скорость, рассчитанная способом B(B - Bipolar frequency value);

 ω_{C} – мгновенная угловая скорость, рассчитанная согласно (1) и имеющая методическую погрешность, обусловленную изменением величины модуля вектор-функции; способ *C* (*C* – *Classic way*).

Постановка задачи

Пусть дискретная двухмерная вектор-функция $\mathbf{r}(k)$, значения которой определены в моменты времени $t = kT_s$, k = 0, 1, 2, ..., где T_s – период дискретизации, задана в координатной плоскости XY как сумма ортогональных одномерных векторов x(k) и y(k):

$$\mathbf{r}(k) = \mathbf{x}(k) + \mathbf{y}(k) = x(k)\,\hat{\mathbf{i}} + y(k)\,\hat{\mathbf{j}}\,,\tag{2}$$

где x(k) и y(k) – дискретные скалярные функции переменной $t = kT_s, k = 0, 1, 2, ...;$

 $\hat{\mathbf{i}}$ и $\hat{\mathbf{j}}$ – ортонормированные векторы плоскости XY.

Задача. Зная значения дискретных скалярных функций на *n*-м и (*n* – 1)-м отсчетах:

$$x(n) = |\mathbf{r}(n)| \cos \gamma(n), \qquad (3.1)$$

$$y(n) = |\mathbf{r}(n)| \sin \gamma(n), \qquad (3.2)$$

$$x(n-1) = |\mathbf{r}(n-1)| \cos \gamma(n-1), \qquad (4.1)$$

$$y(n-1) = |\mathbf{r}(n-1)| \sin \gamma(n-1),$$
 (4.2)

необходимо рассчитать угловую скорость/частоту дискретной вектор-функции:

$$\omega(n) = \frac{\Delta \gamma(n)}{T_s} = \frac{\gamma(n) - \gamma(n-1)}{T_s} = (\gamma(n) - \gamma(n-1)) f_s, \qquad (5)$$

где $\mathbf{r}(n)$ – вектор *n*-го отсчета или значение дискретной вектор-функции на *n*-м отсчете;

 $\gamma(n)$ – угол между векторами $\mathbf{r}(n)$ и $\hat{\mathbf{i}}$;

 $\mathbf{r}(n-1)$ – вектор (n-1)-го отсчета или значение дискретной вектор-функции на (n-1)-м отсчете;

 $\gamma(n-1)$ – угол между векторами $\mathbf{r}(n-1)$ и $\hat{\mathbf{i}}$; $\Delta \gamma(n)$ – угол между векторами $\mathbf{r}(n)$ и $\mathbf{r}(n-1)$; $f_s = 1/T_s$ – частота дискретизации.

Способ А – расчет модуля мгновенной угловой скорости

Рассматриваемый в данном разделе способ (далее способ A) позволяет рассчитать только модуль угловой частоты вектор-функции, не определяя направления вращения вектора. Способ основан на теореме Пифагора и был впервые представлен в [1].

Согласно способу *A* для определения модуля угловой частоты ω(*n*) необходимо выполнить следующие операции.

1. Найти модуль вектора $\mathbf{r}(n)$:

$$|\mathbf{r}(n)| = \sqrt{x(n)^2 + y(n)^2}$$
. (6)

2. Выполнить нормирование вектора $\mathbf{r}(n)$ по его модулю:

$$\mathbf{r}(n) = \frac{\mathbf{r}(n)}{|\mathbf{r}(n)|} = \frac{x(n)}{|\mathbf{r}(n)|} \hat{\mathbf{i}} + \frac{y(n)}{|\mathbf{r}(n)|} \hat{\mathbf{j}} = x(n) \hat{\mathbf{i}} + y(n) \hat{\mathbf{j}} = \cos\gamma(n) \hat{\mathbf{i}} + \sin\gamma(n) \hat{\mathbf{j}} .$$
(7)

Годографом нормированной вектор-функции **r**(*n*) будут точки окружности с радиусом R = 1 (рис. 1), при этом длина ее дуги l(n), ограниченная векторами **r**(*n*) и **r**(*n* - 1), будет численно равна углу между ними $\Delta \gamma(n)$:

$$l(n) = \Delta \gamma(n) \cdot 1. \tag{8}$$

Каков бы не был годограф вектор-функции, операция нормирования преобразует его в точки окружности с радиусом R = 1, что позволяет, как будет показано далее, свести к нулю методическую погрешность определения мгновенной частоты, обусловленную изменением во времени модуля вектор-функции.

Примечание. Неопределенность вида $\frac{x(t)}{0}$ и/или $\frac{y(t)}{0}$ при нормализации не возникает. Возможна неопределенность 0/0, когда годограф вектор-функции «вырождается» или трансформируется в точку: $\sqrt{x(t)^2 + y(t)^2} = 0$. В этом случае угловая скорость/частота принимается равной нулю.

Длина хорды h(n) дуги окружности l(n), ограниченная векторами * $\mathbf{r}(n)$ и $\mathbf{r}(n-1)$, равна модулю разности этих векторов (рис. 1):



Рис. 1. Геометрическая интерпретация определения/расчета модуля мгновенной угловой скорости вектор-функции

$$h(n) = \left| {\stackrel{*}{\mathbf{r}}}(n) - {\stackrel{*}{\mathbf{r}}}(n-1) \right| = \sqrt{\Delta x(n)^2 + \Delta y(n)^2} = 2\sin\frac{\Delta\gamma(n)}{2};$$
(9)

$$\Delta x (n) = x (n) - x (n-1); \qquad (10)$$

$$\Delta y(n) = y(n) - y(n-1).$$
(11)

3. Расчет модуля мгновенной угловой скорости вектор-функции.

На основании (5), (8) и (9) следует, что мгновенная угловая скорость дискретной вектор-функции на *n*-м отсчете будет определяться следующим выражением:

$$\omega_A(n) = \frac{\Delta\gamma(n)}{T_s} \approx \frac{h(n)}{T_s} = \sqrt{\frac{\Delta x(n)^2}{T_s^2} + \frac{\Delta y(n)^2}{T_s^2}} = f_s \sqrt{\Delta x(n)^2 + \Delta y(n)^2} .$$
(12)

Погрешность расчета мгновенной угловой скорости будет зависеть только от величины периода дискретизации T_s . Если период дискретизации $T_s \rightarrow 0$ ($f_s \rightarrow \infty$), то справедливы следующие выражения:

$$\lim_{T_s \to 0} h(n) = l(n) = \Delta \gamma(n) \cdot 1; \tag{13}$$

$$\omega_{A}(t) = \lim_{T_{s} \to 0} \frac{h(n)}{T_{s}} = \lim_{T_{s} \to 0} \sqrt{\frac{\Delta x(n)^{2}}{T_{s}^{2}} + \frac{\Delta y(n)^{2}}{T_{s}^{2}}} = \sqrt{\frac{d x(t)^{2}}{dt} + \frac{d y(t)^{2}}{dt}} = \sqrt{\frac{x^{2}}{x'(t)^{2}} + \frac{x^{2}}{y'(t)^{2}}}.$$
 (14)

Выражение (14) определяет величину угловой скорости, но не определяет ее направления. Для получения полной информации об угловой скорости, т. е. о ее величине и направлении, необходимо воспользоваться способом *B*.

Способ *В* – мгновенная угловая скорость вектор-функции с учетом направления (знака)

В основе данного способа лежит выражение (1), т. е. способ *С*. Принципиальным отличием способа *В* является то, что перед тем как рассчитать мгновенную угловую скорость, вектор-функция предварительно нормализуется по модулю:

1. Определяется модуль вектора (6).

2. Выполняется нормирование вектора $\mathbf{r}(n)$ по его модулю (7).

3. Мгновенная угловая скорость будет определяться следующими выражениями. Для дискретной вектор-функции на *n*-м отсчете:

$$\omega_{B}(n) = \left(\Delta y(n)^{*} x(n) - y(n) \Delta x(n)\right) f_{s}.$$
(15)

Выражения (10) и (11) можно записать в следующем виде:

$$\Delta x(n) = \cos \gamma(n) - \cos \gamma(n-1); \qquad (16)$$

$$\Delta y(n) = \sin \gamma(n) - \sin \gamma(n-1).$$
(17)

Тогда (15) можно представить:

$$\omega_{B}(n) = \left[\left(\sin \gamma(n) - \sin \gamma(n-1) \right) \cos \gamma(n) - \left(\cos \gamma(n) - \cos \gamma(n-1) \right) \sin \gamma(n) \right] f_{s} = \\ = \left[\cos \gamma(n-1) \sin \gamma_{n} - \sin \gamma(n-1) \cos \gamma(n) \right] f_{s} =$$
(18)
$$= f_{s} \sin \left(\gamma(n) - \gamma(n-1) \right) = f_{s} \sin \Delta \gamma(n).$$

Для непрерывных вектор-функций ($f_s \to \infty$; $\sin \Delta \gamma(n) \to \Delta \gamma(n)$; $\Delta \gamma(n) \to 0$):

$$\omega_B(t) = \frac{dy(t)}{dt} x(t) - y(t) \frac{dx(t)}{dt} = y'(t) x(t) - y(t) x'(t).$$
(19)

Для моделирования и практического применения способа *В* выражение (15) удобнее представить в следующем виде:

$$\omega_B(n) = \left[\cos\gamma(n-1)\sin\gamma_n - \sin\gamma(n-1)\cos\gamma(n)\right]f_s = = \left(\begin{array}{c} * & * & * \\ x(n-1) & y(n) - y(n-1) & x(n) \end{array} \right)f_s.$$
(20)

Оценка точности расчета угловой скорости способами А и В

Прежде чем перейти к оценке точности расчетов способами *A* и *B* рассмотрим их геометрические интерпретации, и определим, как эти способы связаны между собой. Для этого необходимо вернуться к выражению (9), относящемуся к способу *A*, и проанализировать выражение (20), которое относится к способу *B*.

Выражение (20) представляет собой произведение частоты дискретизации и детерминанта матрицы:

$$\omega_{B}(n) = f_{s} \cdot \det \begin{pmatrix} x(n-1) & x(n) \\ y(n-1) & y(n) \end{pmatrix}.$$
(21)

Следовательно, частота, полученная в результате расчета по способу *B*, пропорциональна площади параллелограмма (геометрический смысл детерминанта 2-го порядка), образованного векторами *n*-го и (*n* – 1)-го отсчетов (рис. 2):

$$\omega_{R}(n) = f_{s} S(n) \tag{22}$$

Поскольку вектор-функция нормализована, то параллелограмм будет представлять собой ромб со стороной равной 1. Его площадь будет определяться следующим выражением:

$$S(n) = h(n) \cos \frac{\Delta \gamma(n)}{2}.$$
 (23)

Ранее было показано, что способ *A* основан на вычислении длины хорды дуги окружности (рис. 1), ограниченной векторами *n*-го и (n - 1)-го отсчетов (9). Поскольку $\omega_A(n) \sim h(n)$, а $\Delta \gamma(n) = \omega(n)/f_s$, где $\omega(n) = 2\pi f - \phi$ актиче-

ская угловая частота, то способы *A* и *B* связаны между собой следующим выражением:

$$\omega_B(n) = \omega_A(n) \cos \frac{\pi f}{f_s} \,. \tag{24}$$

Из выражения (24) следует: $|\omega_B(n)| \le \omega_A(n)$ при условии, что $f < f_s$.

Очевидно, что способы A и B инвариантны к изменению модуля вектор-функции. Данное утверждение справедливо как для дискретных, так и для непрерывных функций, даже в тех случаях, когда модуль вектор-функции имеет точки разрыва 1-го рода. Следовательно, при расчете угловых скоростей дискретных вектор-функций способами A и B будут иметь место только инструментальные погрешности, обусловленные дискретностью самих функций (квантованием времени), т. е. появятся погрешности зависящие от соотношения измеряемой (или фактической) частоты и частоты дискретизации f_s .

Определим, какой из способов, *А* или *B*, обладает наименьшей инструментальной погрешностью расчета при условии, что частота дискретизации в обоих случаях будет одинакова.

С учетом (9), (12) и (18) инструментальные погрешности способов *A* и *B* будут определяться следующими выражениями.



Рис. 2. Геометрическая интерпретация способов *А* и *В*
Абсолютная погрешность расчета способа А:

$$\varepsilon_A(n) = \omega(n) - \omega_A(n) = 2f_s \left(\frac{\Delta\gamma(n)}{2} - \sin\frac{\Delta\gamma(n)}{2}\right).$$
(25)

Абсолютная погрешность расчета способа В:

$$\varepsilon_{B} = \omega(n) - \omega_{B}(n) = f_{s} \left(\Delta \gamma(n) - \sin \Delta \gamma(n) \right).$$
(26)

Сравнительный анализ точности каждого из методов можно выполнить путем сопоставления их погрешностей при условии равенства частот дискретизации:

$$\lim_{\Delta\gamma_n \to 0} \frac{\varepsilon_A}{\varepsilon_B} = \lim_{\Delta\gamma_n \to 0} \left(\frac{2\left(\frac{\Delta\gamma_n}{2} - \sin\frac{\Delta\gamma_n}{2}\right)}{\left(\Delta\gamma_n - \sin\Delta\gamma_n\right)} \right) = \frac{1}{4}$$
(27)

Согласно выражению (27) способ А является более точным, его инструментальная погрешность в 4 раза меньше, чем у способа *B*.

Примечание. По существу, выражение (27) является сопоставлением погрешностей линеаризации функций синусов половинного и полного углов.

Относительные погрешности способов А и В:

$$\epsilon_{A}^{*}(n) = \frac{\omega(n) - \omega_{A}(n)}{\omega(n)} = 1 - 2\frac{\sin(\Delta\gamma(n)/2)}{\Delta\gamma(n)};$$
(28)

$$\epsilon_B^*(n) = \frac{\omega(n) - \omega_B(n)}{\omega(n)} = 1 - \frac{\sin \Delta \gamma(n)}{\Delta \gamma(n)}.$$
(29)

С учетом того, что $\Delta \gamma(n) = \omega(n)T_s$, выражения (28) и (29) принимают следующий вид:

$$\varepsilon_{A}^{*}(n) = \frac{\omega(n) - \omega_{A}(n)}{\omega(n)} = 1 - 2 \frac{\sin\left(\omega(n) T_{s}/2\right)}{\omega(n)T_{s}};$$
(30)

$$\epsilon_B^*(n) = \frac{\omega(n) - \omega_B(n)}{\omega(n)} = 1 - \frac{\sin\left(\omega(n)T_s\right)}{\omega(n)T_s}.$$
(31)

Полученные выражения имеют важное практическое значение, поскольку они связывают между собой погрешности, фактическую или измеряемую величину угловой скорости $\omega(n)$ и частоту дискретизации f_s , и тем самым позволяют:

1. Выбрать частоту дискретизации *f*_s для заданного диапазона измерения частоты [*f*_{min}; *f*_{max}] (прямая задача).

2. Определить диапазон измерения, а точнее верхнюю границу измерения f_{max} , для заданной (фиксированной) частоты дискретизации f_s (обратная задача).

Практическую значимость выражений (30) и (31) продемонстрируем на примерах решения следующих задач.

Прямая задача. Для способов A и B определите минимально допустимые частоты дискретизации f_{sA} и f_{sB} , при которых погрешности расчета угловой частоты в диапазоне от 0 до 100 Гц не превышали бы 1%.

Обратная задача. Для способов Aи B при заданной частоте дискретизации $f_s = 5 \ \kappa \Gamma ц$ определите диапазоны измерения частоты, в которых погрешности расчета угловой частоты не превышали бы 1 %.

Для каждого способа графически определяем ωT_s при $\varepsilon = 0.01$ (рис. 3):

Способ A: $\omega T_s \approx 0,49$.

Способ *B*: $\omega T_s \approx 0,245$.

Решение прямой задачи. Для обеспечения погрешности расчета не более



1 % в диапазоне измерения [0; 100] Гц частота дискретизации должна удовлетворять следующим условиям:

Для способа A:
$$f_{sA} \ge \frac{2\pi f_{\text{max}}}{0,49} = \frac{200\pi}{0,49} \approx 1282,3 \ \Gamma$$
ц.

Для способа *B*: $f_{sB} \ge \frac{2\pi f_{max}}{0,245} = \frac{200\pi}{0,245} \approx 2564, 6$ Гц.

Решение обратной задачи. Для обеспечения погрешности расчета не более 1 % при частоте дискретизации $f_s = 5 \kappa \Gamma \mu$ в диапазоны измерения для способов *A* и *B* должны удовлетворять следующим условиям:

Для способа *A*:
$$f_{\max A} \leq \frac{0,49f_s}{2\pi} = \frac{0,49\cdot 5000}{2\pi} \approx 390$$
 Гц, $f \in [0;390]$ Гц.

Для способа *B*:
$$f_{\max B} \leq \frac{0,245f_s}{2\pi} = \frac{0,245 \cdot 5000}{2\pi} \approx 195 \, \Gamma \mu, f \in [0;195] \, \Gamma \mu.$$

Непосредственный способ расчета частоты

Данный способ часто встречается в литературе по ЦОС и в теории электросвязи [17, 18]. Как следует из названия, расчет мгновенной частоты согласно данному способу производится непосредственным образом:

$$\omega(t) = \frac{d\gamma(t)}{dt} = \left(\operatorname{arctg}\frac{y(t)}{x(t)}\right) = \left(\operatorname{arctg}\left(\frac{A(t)\sin\gamma(t)}{A(t)\cos\gamma(t)}\right)\right).$$
(32)

Способ инвариантен к изменению модуля вектор-функции и не требует предварительной нормализации квадратурных составляющих. Инвариантность к изменению модуля дискретной вектор-функции обеспечивается при расчете тангенса.

Несмотря на всю свою тривиальность, практическая реализация способа требует решения двух принципиально важных задач. Первая из них наиболее существенна, и связана с вычислением функцией тангенса, которая, как известно, имеет точки разрыва 2-го рода. Авторы не дают рекомендаций по вычислению мгновенной частоты в окрестностях точки разрыва функции $\sin \gamma(t)/\cos \gamma(t)$. Остается только предполагать возможность реализации на практике одного из следующих вариантов:

- частота в этих точках не вычисляется, а заменяется предыдущим значением;
- вычисление частоты в точке разрыва производится другим способом.

Вторая задача обусловлена необходимостью применения численных методов для расчета функции арктангенса, что существенно увеличивает объем вычислительных затрат, и как следствие, предъявляет более высокие требования к программно-аппаратным средствам реализации.

Без описания решения вышеперечисленных задач выражение (32) не имеет практической значимости, и не может рассматриваться в качестве полноценного алгоритма или способа расчета мгновенной частоты вектор-функции. По мнению автора, именно отсутствие детерминированного алгоритма данного способа послужило основной причиной широкого применения на практике аналитических методов расчета мгновенной частоты на основе непрерывных функций. Подтверждением этого является та самая формула (1), полученная в результате преобразования исходного выражения (32).

Основное положение

Сформулируем основной тезис данной работы. УТВЕРЖДЕНИЕ.

Расчет мгновенной угловой скорости вектор-функции $\mathbf{r}(t) = x(t) \,\hat{\mathbf{i}} + y(t) \,\hat{\mathbf{j}}$, выполненный на основе выражения

$$\omega_{C}(t) = \frac{d\gamma(t)}{dt} = \frac{x(t) y'(t) - x'(t) y(t)}{x(t)^{2} + y(t)^{2}},$$
(33)

имеет относительную погрешность равную относительному дифференциалу ее модуля:

$$\epsilon_{C}^{*}(t) = \frac{\omega(t) - \omega_{C}(t)}{\omega(t)} = \frac{dA(t)}{A(t)},$$
(34)

где $\omega(t)$ – фактическое (или истинное) значение мгновенной угловой скорости вектор-функции;

 $A(t) = \sqrt{x(t)^2 + y(t)^2}$ – модуль вектор-функции **r**(*t*).

Абсолютная погрешность расчета угловой скорости вектор-функции $\mathbf{r}(t)$:

$$\varepsilon_C(t) = \omega(t) - \omega_C(t) = \frac{dA(t)}{A(t)} \omega(t) .$$
(35)

ДОКАЗАТЕЛЬСТВО.

Докажем утверждение для дискретной вектор-функции $\mathbf{r}(kT_s) = x(kT_s)\hat{\mathbf{i}} + y(kT_s)\hat{\mathbf{j}}$, которая задана на основе следующих выражений:

$$x(kT_s) = A(kT_s)\cos\gamma(kT_s); \quad y(kT_s) = A(kT_s)\sin\gamma(kT_s).$$

Ортогональные проекции (квадратурные составляющие) дискретной вектор-функции на *n*-м и (*n* – 1)-м отсчетах:

$$x(n) = A(n)\cos\gamma(n);$$

$$y(n) = A(n)\sin\gamma(n);$$

$$x(n-1) = A(n-1)\cos\gamma(n-1);$$

$$y(n-1) = A(n-1)\sin\gamma(n-1),$$

где A(n) и A(n-1) – модули вектор-функции на *n*-м и (n-1)-м отсчетах:

$$A(n) = \sqrt{x(n)^2 + y(n)^2};$$

$$A(n-1) = \sqrt{x(n-1)^2 + y(n-1)^2}$$

Для вычисления производных ортогональных проекций дискретной вектор-функции на *n*-м отсчете будем использовать левую разность (исходя из возможности ее практической реализации):

$$x'(n) = \frac{\Delta x(n)}{\Delta t} = \frac{A(n)\cos\gamma(n) - A(n-1)\cos\gamma(n-1)}{\Delta t} =$$

= $f_s \left(A(n)\cos\gamma(n) - A(n-1)\cos\gamma(n-1) \right),$ (36)

$$y'(n) = \frac{\Delta y(n)}{\Delta t} = \frac{A(n)\sin\gamma(n) - A(n-1)\sin\gamma(n-1)}{\Delta t} =$$

$$= f_s \left(A(n)\sin\gamma(n) - A(n-1)\sin\gamma(n-1) \right),$$
(37)

$$\omega_{C}(n) = \frac{x(n) \ \Delta y(n) - \Delta x(n) \ y(t)}{\Delta t \left(x(n)^{2} + y(n)^{2}\right)} = \frac{f_{s}}{A(n)^{2}} \left(x(n) \ \Delta y(n) - \Delta x(n) \ y(t)\right) =$$

$$= \frac{f_{s}}{A(n)^{2}} \left(A(n) \sin \gamma(n) - A(n-1) \sin \gamma(n-1)\right) A(n) \cos \gamma(n) -$$

$$- \frac{f_{s}}{A(n)^{2}} \left(A(n) \cos \gamma(n) - A(n-1) \cos \gamma(n-1)\right) A(n) \sin \gamma(n) =$$

$$= \frac{A(n-1)f_{s}}{A(n)} \left[\sin \gamma(n) \cos \gamma(n-1) - \cos \gamma(n) \sin \gamma(n-1)\right] =$$

$$= \frac{A(n-1)f_{s}}{A(n)} \sin \left(\gamma(n) - \gamma(n-1)\right) = \frac{A(n-1)f_{s}}{A(n)} \sin \Delta \gamma(n).$$
(38)

С учетом (17) выражение (36) можно записать:

$$\omega_C(n) = \frac{A(n-1)}{A(n)} \omega_B(n); \qquad (39)$$

$$\Delta \omega(n) = \omega_B(n) - \omega_C(n) = \frac{A(n) - A(n-1)}{A(n)} \omega_B(n) = \frac{\Delta A(n)}{A(n)} \omega_B(n).$$
(40)

С учетом того, что при $\Delta t = T_s \rightarrow 0$ инструментальная погрешность способа *В* (возникающая вследствие дискретизации времени) будет стремиться к нулю, справедливо следующее выражение:

$$\varepsilon(t) = \omega(t) - \omega_{C}(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \left(\frac{A(n) - A(n-1)}{A(n)} \omega_{B}(n) \right) = \frac{dA(t)}{A(t)} \omega(t) \,.$$

Утверждение доказано.

Примечание. По мнению автора, построение доказательства на основе непрерывных функций, с целью получения аналитических выражений (34) и (35), не представляется возможным из-за отсутствия самой погрешности.

Если функция A(t) на участке $a \le t \le b$ является гладкой, то ее дифференциал dA(t)на этом участке будет бесконечно малой величиной $dA(t) = A'(t)dt \rightarrow 0$. Следовательно, относительная погрешность расчета мгновенной частоты способом C на участке $a \le t \le b$ также будет бесконечно малой величиной $\frac{dA(t)}{A(t)} \rightarrow 0$. Другими словами, если масштабирующие функции x(t) и y(t) являются гладкими, то дифференциал модуля вектор-функции $\mathbf{r}(t) = x(t)\hat{\mathbf{i}} + y(t)\hat{\mathbf{j}}$ всегда будет стремиться к нулю.

В дискретных системах происходит замена бесконечно малого приращения dt на конечную величину Δt , называемую периодом дискретизации T_s . Поскольку период дискретизации T_s является конечной величиной, то и изменение функции $\Delta A(nT_s)$ за временной интервал $\Delta t = T_s$ также будет конечной величиной.

Таким образом, погрешность расчета угловой частоты ненормированной дискретной вектор-функции методом *C* имеет две составляющие: инструментальную $\varepsilon_B(n)$ и методическую, обусловленную изменением модуля:

$$\varepsilon_{C}(n) = \varepsilon_{B}(n) - \frac{\Delta A(n)}{A(n)}\omega(n) = \omega(n) - \frac{\sin(\omega(n)T_{s})}{T_{s}} - \frac{\Delta A(n)}{A(n)}\omega(n); \qquad (41)$$

$$\varepsilon_{C}^{*}(n) = \varepsilon_{B}^{*}(n) - \frac{\Delta A(n)}{A(n)} = 1 - \frac{\sin(\omega(n)T_{s})}{\omega(n)T_{s}} - \frac{\Delta A(n)}{A(n)}.$$
(42)

Инструментальная погрешность зависит только от соотношения измеряемой (фактической или истиной) частоты и частоты дискретизации. Методическая погрешность зависит от того, как соотносится приращение модуля на *n*-м отсчете к величине самого модуля. В свою очередь, величина приращения модуля будет определяться частотой дискретизации. Методическая погрешность устраняется путем предварительной нормализации дискретной вектор-функции.

Расчет угловой частоты вектор-функции, имеющей точки разрыва 1-го рода

Рассмотрим особенности/специфику расчета угловой скорости/частоты векторфункции, годограф которой имеет точки разрыва 1-го рода, при условии, что сама вектор-функция $\mathbf{r}(t) = x(t) \hat{\mathbf{i}} + y(t) \hat{\mathbf{j}}$ представляет собой аналитический сигнал, т. е. одна из масштабирующих функций является по отношению к другой сопряженной (по Гильберту):

$$x(t) = G(t)\cos\gamma(t); \qquad (43)$$

$$y(t) = \hat{x}(t) = G(t)\sin\gamma(t).$$
(44)

Примечание. В теории обработки сигналов функция G(t) называется модулирующим сигналом.

Предположим, что функция G(t) имеет точки разрыва 1-го рода. Если в точке разрыва функции G(t) пределы слева и справа имеют одинаковый знак, то это не оказывает

влияния на мгновенную частоту вектор-функции $\mathbf{r}(t)$. В этих условиях применимы оба способа: A и B.

Наибольший интерес представляет случай, когда функция G(t) в точках разрыва меняет свой знак, т. е. предел слева и предел справа в точке разрыва различаются по знаку.

Пусть вектор-функция $\mathbf{r}(t) = x(t) \hat{\mathbf{i}} + y(t) \hat{\mathbf{j}}$ задана в координатной плоскости *XY* выражениями (40) и (41), где функция *G*(*t*) имеет следующий вид:

$$G(t) = \operatorname{sgn}\left(\sin(2\pi f_a t)\right) A(t), \qquad (45)$$

где sgn(g(t)) – операция определения знака;

$$\operatorname{sgn}(g(t)) = \begin{cases} 1, \, \operatorname{если} g(t) \ge 0, \\ -1, \, \operatorname{если} g(t) < 0, \end{cases}$$

A(t) – непрерывная функция, представляющая собой модуль вектор-функции $\mathbf{r}(t)$. Примечание. Условие дифференцируемости A(t) во всех точках не является обязательным.

Функция sgn(sin($2\pi f_a t$)) является математическим описанием меандра, периодического сигнала прямоугольной формы. Особенностью таких функция является то, что в точках разрыва (при $t = mT_a/2$) предел слева и предел справа отличаются по знаку. Следовательно, если вектор-функция задана на основе выражений (43–45), то в точках разрыва *G*(*t*) происходит разворот вектора на π рад.

Простейший пример такой вектор-функции приведен на рис. 4.



Рис. 4. Квадратурные составляющие и годограф вектор-функции $\mathbf{r}(t) = \operatorname{sgn}(\sin(2\pi f_a t))\cos(\gamma(t)) \hat{\mathbf{i}} + \operatorname{sgn}(\sin(2\pi f_a t))\sin(\gamma(t)) \hat{\mathbf{j}}$

$$(A(t) = 1; f_a = 250 \ \Gamma \mu; \frac{d\gamma(t)}{dt} = 50 \ \Gamma \mu)$$

В результате квантования вектор-функции $\mathbf{r}(t)$ по времени с периодом T_s получаем ее дискретный аналог $\mathbf{r}(kT_s), k = 0, 1, 2...$

$$x(kT_s) = \operatorname{sgn}\left(\sin(2\pi f_a kT_s)\right) A(kT_s) \cos\gamma(kT_s);$$
(46)

$$y(kT_s) = \operatorname{sgn}\left(\sin(2\pi f_a kT_s)\right) A(kT_s)\sin\gamma(kT_s) .$$
(47)

Рассмотрим результаты вычисления мгновенной частоты в точке разрыва векторфункции $\mathbf{r}(kT_s)$ способами A и B.

Способ А. В точке разрыва функций $x(kT_s)$ и $y(kT_s)$, когда *n*-й отсчет расположен за точкой разрыва, а (n - 1)-й до точки разрыва, при условии, что $\Delta \gamma(n) \rightarrow 0$, угол между векторами $\angle (\mathbf{r}(n); \mathbf{r}(n-1)) \rightarrow \pi$. Следовательно, мгновенная частота дискретной вектор-функции, рассчитанная способом А, будет асимптотически стремиться к следующему значению:

$$\lim_{\Delta\gamma\to 0} \omega_A(n) = 2\sin\left(\angle \left(\mathbf{r}(n); \mathbf{r}(n-1)\right)/2\right) f_s = 2\sin(\pi/2) f_s = 2f_s \text{ [pad/c]}; \quad (48)$$

$$\lim_{\Delta\gamma\to 0} f_A(n) = \frac{2\sin\left(\angle\left(\mathbf{r}(n);\mathbf{r}(n-1)\right)/2\right)}{2\pi} f_s = \frac{2\sin\left(\pi/2\right)}{2\pi} f_s = \frac{f_s}{\pi} \left[\Gamma\mathbf{u}\right].$$
(49)

Примечание. Фактическое (истинное) значение угловой частоты дискретной вектор-функции в точке разрыва асимптотически стремиться к частоте Найквиста:

$$\lim_{\Delta \gamma \to 0} \omega(n) = \omega_N = \frac{\omega_s}{2} = \frac{\pi}{T_s} = \pi f_s \text{ [рад/c]};$$
(50)

$$\lim_{\Delta \gamma \to 0} f(n) = f_N = \frac{f_s}{2} [\Gamma \mathfrak{U}].$$
(51)

Очевидно, что способ A в том виде, в котором он был представлен ранее (12), не применим для расчета угловой частоты рассматриваемой дискретной векторфункции (46, 47), поскольку в точке разрыва условие (13) не выполняется, т. е.:

$$\lim_{\Delta\gamma\to 0} h(n) = 2 \neq \lim_{\Delta\gamma\to 0} l(n) = \angle (\mathbf{r}(n); \mathbf{r}(n-1)) \cdot 1 = \pi.$$
(52)

Способ В. Частота дискретной вектор-функции $\mathbf{r}(nT_s)$, рассчитанная способом В, в точке разрыва функций $x(nT_s)$ и $y(nT_s)$ меняет свой знак и ее значение определяется следующим выражением:

Изменение знака угловой частоты дискретной векторфункции наглядно поясняет рис. 5.

В точке разрыва, когда *n*-й отсчет расположен за точкой разрыва, а (n - 1)-й до точки разрыва, происходит изменение знаков функций $x(kT_s)$ и $y(kT_s)$. Угол между векторами $\mathbf{r}(n1)$ и $\mathbf{r}(n-1)$ будет составлять $-\pi + \Delta \gamma(n)$.



Рис. 5. Изменение знака угловой скорости векторфункции в точке разрыва

$$f_B(n) = \frac{\sin(-\pi + \Delta\gamma(n))}{2\pi} f_s = -\frac{\sin\Delta\gamma(n)}{2\pi} f_s.$$
(53)

При этом происходит и изменение направления вращения вектора. Смена направления вращения будет наблюдаться только на *n*-м отсчете. На (n + 1)-м отсчете произойдет повторная смена знака и направление вращения восстановится, т. е. будет таким, каким оно было на (n - 1)-м отсчете.

Ранее было показано, что способ *А* в точках разрыва имеет методическую погрешность в расчете угловой скорости вектор-функции. Однако для рассматриваемой вектор-функции данный способ применим. Для устранения методической погрешности способа *A* в точках разрыва необходима коррекция вектора (n - 1)-го отсчета с учетом знака коэффициента корреляции векторов *n*-го и (n - 1)-го отсчетов. Если коэффициент корреляции векторов *n*-го и (n - 1)-го отсчетов отрицательный $\cos(\angle(\mathbf{r}(n);\mathbf{r}(n-1)) < 0)$, то вектор $\mathbf{r}(n - 1)$ необходимо инвертировать, т. е. развернуть на π рад. (рис. 6):

$$\cos\left(\angle(\mathbf{r}(n);\mathbf{r}(n-1)) = x(n)x(n-1) + y(n)y(n-1);\right)$$
(54)

$$\Delta x(n) = x(n) - x(n-1) \operatorname{sgn} \left[\cos \left(\angle (\mathbf{r}(n); \mathbf{r}(n-1)) \right] \right] = = x(n) - x(n-1) \operatorname{sgn} \left(x(n)x(n-1) + y(n)y(n-1) \right);$$
(55)

$$\Delta y'(n) = y'(n) - y(n-1) \operatorname{sgn} \left[\cos \left(\angle (\mathbf{r}(n); \mathbf{r}(n-1)) \right] \right] =$$

= $y'(n) - y(n-1) \operatorname{sgn} \left(x'(n) x(n-1) + y'(n) y(n-1) \right).$ (56)

Далее расчет мгновенной угловой скорости осуществляется согласно (12).

Очевидно, что рассмотренная выше коррекция может быть введена и для способа *В*. Это позволит в точке разрыва исключить единственный отрицательный отсчет угло-

вой частоты
$$\omega_B(n) = -\frac{\sin \Delta \gamma(n)}{T_s}$$
.

На основании вышеизложенного можно сделать следующий выводы:



Рис. 6. Геометрическая интерпретация учета знака коэффициента корреляции векторов $\mathbf{r}(n)$ и $\mathbf{r}(n-1)$

• в точке разрыва дискретной векторфункции, в которой предел слева и предел справа различаются по знаку, способы A и B с учетом (55, 56) позволяют рассчитать угловую частоту функции $\gamma(kT_s)$, что в целом соответствует поставленной задачи (5);

• значение $\frac{\Delta \gamma(n)}{T_s}$ в точке разрыва не является угловой скоростью/частотой дис-

кретной вектор-функции. Фактическое значение мгновенной частоты дискретной вектор-функции в точке разрыва асимптотически стремится к частоте Найквиста.

Имитационная модель

Наглядно и предметно продемонстрировать вышеизложенные методы и положения позволяет модель, представленная на рис. 7.

Модель разработана в среде Matlab Simulink и включает в себя следующие блоки:

- блок формирования вектор-функции (рис. 7), имеющий в своем составе:
 - субблок формирования девиации частоты;
 - субблок формирования девиации модуля;
- блок расчета частоты (рис. 8);

- блок расчета методической погрешности способа С (рис. 9);
- блок расчета инструментальных погрешностей или погрешностей, обусловленных квантованием по времени, его структура представлена на рис. 10.

Входные переменные:

fs – частота дискретизации [Гц] (на рис. 7 fs = $10\,000$ Гц);

f1 – постоянная составляющая частоты вектор-функции (значение, относительно которого происходит девиация частоты) (на рис. 7 f1 = 50 Гц);

fad – частота девиации модуля (частота отклонения модуля) вектор-функции;

ffd - переменная, задающая периодичность девиации частоты вектор-функции.

Фактическое или истинное значение частоты (actual_freq) представляет собой сумму постоянной составляющей частоты fl и величины девиации freq_deviation:

«actual freq» = f1 + freq deviation.

Заключение

1. Выражение (утверждение) (34) свидетельствует о том, что способ *С* обладает скрытой предрасположенностью к ошибке (погрешности), которая определяется соотношением дифференциала модуля вектор-функции к величине модуля. Для непрерывных дифференцируемых (гладких) вектор-функций данная ошибка (погрешность) будет стремиться к нулю только из-за бесконечно малой величины самого дифференциала.

Вследствие дискретизации непрерывной дифференцируемой (гладкой) векторфункции разность модулей двух рядом расположенных отсчетов уже не будет являться бесконечно малой величиной: разность либо равна нулю, либо отлична от нуля. Физическая природа сигналов такова, что изменение частоты сигнала в подавляющем большинстве случаев сопровождается изменением/девиацией его амплитуды. Все это, по мнению автора, вызывает сомнение в практической применимость дискретного аналога выражения (1) или способа C для решения задач, связанных со структурным анализом сигналов.

2. Что касается рекомендаций по практическому применению способов *A* и *B*, то выбор того или иного способа должен осуществляться на основе его достоинств и недостатков, приоритетность которых определяется спецификой поставленной задачи.

По объему вычислительных затрат оба способа сопоставимы: преимущество имеет способ B, но это преимущество весьма незначительно. Основным достоинством способа B является информативность: способ позволяет учесть направление вращения вектор-функции, т. е. рассчитанная угловая скорость может быть как положительной, так и отрицательной.

Достоинством способа *А* является точность: погрешность вычисления, обусловленная дискретизацией времени, в 4 раза ниже чем у способа *B*. На основе результатов решения «прямой» и «обратной» задач можно сделать следующие практические рекомендации. Применение способа *A* позволяет:

- для заданной погрешности вычисления расширить диапазон вычисления мгновенной частоты, не изменяя при этом частоту дискретизации;
- обеспечить заданную точность в заданном диапазоне вычисления при более низких частотах дискретизации.





Известия НТЦ Единой энергетической системы № 2 (87) • 2022 •





Рис. 9. Блок расчета методической погрешности способа С



Рис. 10. Блок расчета инструментальных погрешностей

Список литературы

- 1. Седойкин Д. Н. Способ расчета частоты по мгновенным значениям напряжений в трехфазных сетях / Д. Н. Седойкин, А. А. Юрганов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2017.– № 2 (77).– С. 74–77.
- Седойкин Д. Н. Разработка структуры адаптивных систем возбуждения синхронных генераторов для демпфирования колебаний в электроэнергетических системах: автореферат дис. ... канд. технических наук: 05.14.02. / Д. Н. Седойкин. Санкт-Петербург, 2019. 18 с.
- Антонов В. И. Адаптивный структурный анализ электрических сигналов: теория и ее приложения в интеллектуальной электроэнергетике / В. И. Антонов. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та. – 2018. – 334 с.
- 4. Баскаков С. И. Радиотехнические цепи и сигналы. 3-е издание / С. И. Баскаков. Москва: Высшая школа. 2000. 462 с.
- Теория электрической связи: учебное пособие / К. К. Васильев, В. А. Глушков, А. В. Дормидонтов, А. Г. Нестеренко; под общ. ред. К. К. Васильева. – Ульяновск: УлГТУ. – 2008. – 452 с.

- 6. Германович О. Преобразование Гильберта в среде LabVIEW / Германович О., Лиференко В., Лебедев С. // Компоненты и технологии. – 2012. – № 2. – С. 122– 124.
- 7. Дискретные преобразования сигналов. Лекция 25 апреля 2017 г. // МФТИ : [сайт]. URL: http://kprf.mipt.ru/attachments/article/59/лекция 20170425.pdf
- Клионский Д. М., Геппенер В. В. Применение частотно-временного распределения Гильберта–Гуанга для анализа осциллирующих сигналов / Д. М. Клионский, В. В. Геппенер // Известия СПбГЭТУ «ЛЭТИ». 2018. № 7. С. 58–66.
- Попов М. Г. Современный средства противоаварийного управления объединенными энергосистемами: автореферат дис. ... доктора технических наук: 05.14.02. / М. Г. Попов. – Санкт-Петербург, 2018. – 41 с.
- Сайфиуллин Н. Т., Поршнев С. В. Сравнительный анализ расчета мгновенной частоты через преобразование Гильберта и прямую квадратуру / Н.Т. Сайфиуллин, С. В. Поршнев // Научно-технические ведомости «Информатика, Телекоммуникации, Управление» СПбГПУ. – 2011. – №5. – С. 18–24.
- 11. Татаринов В. Н., Татаринов С. В. Спектры и анализ: учеб. пособие / В. Н. Татаринов, С. В. Татаринов. 2-е изд. Томск: Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники, 2012. 324 с.
- 12. Харитонов В. Б., Зирова Ю. К. Цифровой широкополосный преобразователь Гильберта звуковых сигналов / В. Б. Харитонов, Ю. К. Зирова. – URL: http://www.jurnal.org/articles/2008/izmer10.html
- Финк Л. М. Сигналы, помехи ошибки: заметки о некоторых неожиданностях, парадоксах и заблуждениях в теории связи / Л. М. Финк. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Радио и связь, 1984. – 256 с.
- Amplitude, phase and frequency estimation based on the analytic representation of power system signals / C. Gherasim, T. Croes, J. Driesen, R. Belmans // Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients – 2005. – URL: www. ipstconf.org/papers/Proc_IPST2005/05IPST053.pdf
- Accurate instantaneous frequency estimation with iterated Hilbert transform and its application. / Qin Shuren, Qin Yi, Mao Yongfang // Proceedings of the 7th WSEAS International Conference on Signal Processing, Robotics and Automation (ISPRA '08). - 2008. - pp. 165–170.
- Patent No: US6901353B1. Computing instantaneous frequency by normalizing Hilbert Transform. Date of patent: May 31 2005 / Norden E. Huang. // The USA as represented National Aeronautics and Space Administration (NASA). – 15p. – URL: https://ntrs.nasa.gov/api/citations/20080005078/downloads/20080005078.pdf
- 17. Лайонс Р. Цифровая обработка сигналов. / Р. Лайонс Москва: ООО «Бином-Пресс», 2006. 656 с.
- Теория электросвязи: учеб. для СПО / [под ред. В. И. Нефедова]. Москва: Издательство Юрайт, 2019. – 495 с.

Седойкин Дмитрий Николаевич, канд. техн. наук, руководитель направления систем возбуждения синхронных электродвигателей и генераторов департамента высоковольтной преобразовательной техники ООО НПП «ЭКРА».

E-mail: barbudoss@yandex.ru, sedoykin_dn@ekra.ru

В порядке обсуждения

УДК 621.311 П. В. Легкоконец Об обобщении критерия достижения предела по апериодической устойчивости простейшей энергосистемы на случай сложных ЭЭС

Получено обобщение критерия достижения предела по апериодической устойчивости простейшей энергосистемы на случай сложных ЭЭС произвольной размерности и конфигурации, удовлетворяющих известным условиям соответствия знака свободного члена характеристического уравнения ЭЭС знаку якобиана системы уравнений ее установившегося режима. Найденный критерий имеет столь же наглядную интерпретацию, как и критерий для простейшей системы, и делает ясной физическую картину достижения предела по апериодической устойчивости для сложной энергосистемы.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, апериодическая устойчивость, установившийся режим, якобиан.

Для простейшей энергосистемы «станция – электропередача – шины бесконечной мощности» общеизвестным является критерий достижения предела по апериодической устойчивости $dP/d\delta = 0$ (предел соответствует максимуму угловой характеристики $P(\delta)$ станции) [1–3]. Достоинством указанного критерия является его наглядность – из него сразу видны физические причины нарушения устойчивости. Для сложных ЭЭС аналогичный по наглядности критерий отсутствует. В общем случае условием достижения предела по апериодической устойчивости сложной ЭЭС является равенство нулю одного или нескольких корней ее характеристического уравнения, что эквивалентно равенству нулю его свободного члена [1–3]. Поскольку для сколько-нибудь сложной ЭЭС свободный член ее характеристического уравнения является определителем достаточно сложного вида, то указанное условие фактически является чисто математическим и не дает понимания физических причин нарушения устойчивости сложной ЭЭС. В связи с этим актуальной является задача обобщении критерия достижения предела по апериодической устойчивости простейшей энергосистемы на случай сложных ЭЭС.

Рассмотрим ЭЭС произвольной размерности и конфигурации, содержащую шины бесконечной мощности (ШБМ). Пусть n – общее число узлов рассматриваемой ЭЭС, не считая ШБМ, n_r – число ее генераторных узлов. Примем, что все генераторы рассматриваемой ЭЭС заданы моделью U_r = const.

Запишем систему уравнений установившегося режима указанной ЭЭС в форме баланса мощности (в качестве балансирующего узла выберем ШБМ):

$$\bar{W}_{P}(\bar{X}) = 0; \tag{1}$$

$$\overline{W}_{O}(\overline{X}) = 0 , \qquad (2)$$

где \overline{X} – вектор размерности $N = 2n - n_{\rm r}$, компонентами которого являются углы напряжений в узлах за исключением ШБМ, и напряжения в нагрузочных узлах;

(1) – это *n* уравнений баланса активной мощности в узлах ЭЭС за исключением ШБМ;

(2) – это $n - n_r$ уравнений баланса реактивной мощности в нагрузочных узлах.

На практике предел по апериодической устойчивости ЭЭС определяется путем утяжеления ее режима от некоторого исходного по заданной траектории утяжеления [4]. Этот процесс можно математически описать следующим образом: для утяжеляемых генераторных узлов:

$$P_{\mathrm{r}i} = P_{\mathrm{r}i0} + \lambda_i t; \tag{3}$$

для утяжеляемых нагрузочных узлов:

$$P_{\rm Hj} = P_{\rm Hj0} + \lambda_j t; \tag{4}$$

$$Q_{\rm Hj} = (P_{\rm Hj0} + \lambda_j t) \, \mathrm{tg} \, \varphi_{\rm Hj}, \tag{5}$$

где *P*_{гі0}, *P*_{ні0} – активные мощности утяжеляемых генераторов и нагрузок потребления в исходном установившемся режиме;

tg ϕ_{Hj} – коэффициенты реактивной мощности утяжеляемых нагрузок потребления; λ_i – параметры, определяющие направление траектории утяжеления;

t – переменная, определяющая величину утяжеления.

Используя (3) – (5), систему уравнений (1), (2) установившегося режима рассматриваемой ЭЭС можно записать в виде:

$$\overline{W}(\overline{X}, t) = 0. \tag{6}$$

В число переменных системы уравнений (6) помимо *N* компонентов вектора \overline{X} входит также переменная *t*. То есть число переменных указанной системы на один больше числа ее уравнений (*N*+1 и *N* соответственно). Поэтому в соответствии с разделом математического анализа, посвященным теории неявных функций ([5], §208), одну из этих переменных можно рассматривать, как независимую (например, δ_1 – угол напряжения в узле с номером 1), а саму систему уравнений (6) – как задание остальных ее *N* переменных в качестве неявных функций от независимой переменной($t = t(\delta_1), \delta_2 = \delta_2(\delta_1)$ и т. д.). Таким образом процесс утяжеления характеризуется функцией t = t(x), где x – параметр режима (угол напряжения в любом узле кроме ШБМ, или напряжение в любом нагрузочном узле), принятый в качестве независимой переменной.

Возьмем δ_1 в качестве независимой переменной. Определим производную функции $t(\delta_1)$ по δ_1 . Для упрощения выкладок примем, что узлы в ЭЭС пронумерованы таким образом, что первыми n_r узлами являются генераторные узлы, а узел ШБМ имеет номер n+1. Тогда в соответствии с разделом математического анализа, посвященным теории неявных функций ([5], § 209), искомая производная определяется путем решения следующей системы уравнений:

$$\frac{\partial W_1}{d\delta_1} + \frac{\partial W_1}{dt} \frac{dt_1}{d\delta_1} + \sum_{j=2}^n \frac{\partial W_1}{d\delta_j} \frac{d\delta_j}{d\delta_1} + \sum_{k=n_{r+1}}^n \frac{\partial W_1}{dU_k} \frac{dU_k}{d\delta_1} = 0;$$

$$\dots$$

$$\frac{\partial W_N}{d\delta_1} + \frac{\partial W_N}{dt} \frac{dt}{d\delta_1} + \sum_{j=2}^n \frac{\partial W_N}{d\delta_j} \frac{d\delta_j}{d\delta_1} + \sum_{k=n_{r+1}}^n \frac{\partial W_N}{dU_k} \frac{dU_k}{d\delta_1} = 0.$$

Неизвестными в указанной системе уравнений являются производные $\frac{dt}{d\delta_1}$, $\frac{d\delta_2}{d\delta_1}$,

 $\dots, \frac{d\delta_n}{d\delta_1}, \dots, \frac{dU_{n_{r+1}}}{d\delta_1}, \dots, \frac{dU_n}{d\delta_1}$. Данная система уравнений является линейной, по-

этому используя правило Крамера, получаем:

Об обобщении критерия достижения предела по апериодической устойчивости

$$\frac{dt}{d\delta_1} = -\frac{D_1}{D},$$

где

$$D_{1} = \det \begin{bmatrix} \frac{\partial W_{1}}{d\delta_{1}} & \cdots & \frac{\partial W_{1}}{dU_{n}} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial W_{N}}{d\delta_{1}} & \cdots & \frac{\partial W_{N}}{dU_{n}} \end{bmatrix}; \quad D = \det \begin{bmatrix} \frac{\partial W_{1}}{dt} & \cdots & \frac{\partial W_{1}}{dU_{n}} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial W_{N}}{dt} & \cdots & \frac{\partial W_{N}}{dU_{n}} \end{bmatrix}.$$
(7)

Из (7) видно, что D_1 равно якобиану $|\partial W/\partial \delta|$ системы уравнений установившегося режима рассматриваемой ЭЭС, т. е.

$$\frac{dt}{d\delta_1} = -\frac{\left|\partial W/\partial\delta\right|}{D}.$$
(8)

В [6-8] доказано, что если для электроэнергетической системы выполняются следующие условия:

- генераторы заданы моделью $U_{\Gamma} = \text{const};$
- нагрузки потребления при расчетах установившихся режимов моделируются теми же статическими характеристиками, что и при расчетах устойчивости;
- в качестве балансирующего узла выбраны ШБМ,

то знак свободного члена ее характеристического уравнения соответствует знаку якобиана системы уравнений ее установившегося режима.

Примем, что при расчетах установившихся режимов рассматриваемой ЭЭС нагрузки потребления моделируются теми же статическими характеристиками, что и при расчетах ее устойчивости. Тогда для ЭЭС выполнены все вышеуказанные условия соответствия знака свободного члена ее характеристического уравнения знаку якобиана уравнений ее установившегося режима. Соответственно при приближении к пределу по апериодической устойчивости якобиан $|\partial W/\partial \delta|$ будет стремиться к нулю. Тогда из (8) следует, что в предельном по апериодической устойчивости режиме:

$$\frac{dt}{d\delta_1} = 0.$$
⁽⁹⁾

Поскольку в соответствии с (3) – (5) утяжеляемые генерации и нагрузки являются функциями от *t*, а *t* в свою очередь является функцией от параметра режима, выбранного в качестве независимой переменной (в рассматриваемом случае это δ_1), то указанные утяжеляемые генерации и нагрузки также являются функциями от δ_1 . Производные утяжеляемых генераций и нагрузок по δ_1 равны:

$$\frac{dP_{ri}}{d\delta_1} = \lambda_i \frac{dt}{d\delta_1}; \quad \frac{dP_{Hj}}{d\delta_1} = \lambda_j \frac{dt}{d\delta_1}; \quad \frac{dQ_{Hj}}{d\delta_1} = \lambda_j \frac{dt}{d\delta_1} \cdot tg\phi_{Hj}.$$

Используя (9), получаем, что в предельном по апериодической устойчивости режиме:

$$\frac{dP_{ri}}{d\delta_1} = 0; \qquad \frac{dP_{\mu j}}{d\delta_1} = 0; \qquad \frac{dQ_{\mu j}}{d\delta_1} = 0.$$
(10)

Совершенно аналогично доказывается, что если в качестве независимой переменной взять любую другую компоненту x вектора \overline{X} (т. е. угол напряжения в любом другом узле, кроме первого и балансирующего, или напряжение в любом нагрузочном узле), то в предельном по апериодической устойчивости режиме производные утяжеляемых генераций и нагрузок потребления по параметру режима, выбранному в качестве независимой переменной равны нулю:

$$\frac{dP_{\rm ri}}{dx} = 0; \quad \frac{dP_{\rm Hj}}{dx} = 0; \quad \frac{dQ_{\rm Hj}}{dx} = 0.$$
(11)

Соответственно равенства (10) (и эквивалентные им равенства (11)) являются критерием достижения предела по апериодической устойчивости сложной ЭЭС, удовлетворяющей условиям:

- генераторы заданы моделью $U_{\rm r}$ = const;
- нагрузки потребления при расчетах установившихся режимов моделируются теми же статическими характеристиками, что и при расчетах устойчивости;
- в качестве балансирующего узла выбраны ШБМ.

Для простейшей ЭЭС, состоящей из станции, заданной моделью $U_r = \text{const}$ и работающей через линию электропередачи на шины бесконечной мощности, найденный критерий принимает общеизвестный вид $dP_r/d\delta = 0$. То есть получено обобщение общеизвестного критерия достижения предела по апериодической устойчивости простейшей системы: «станция – электропередача – шины бесконечной мощности» на случай сложных ЭЭС.

Полученный критерий имеет столь же наглядную интерпретацию, как и критерий для простейшей системы – предел по апериодической устойчивости сложной системы, удовлетворяющей вышеперечисленным условиям, соответствует экстремумам утяжеляемых генераций и нагрузок потребления. Таким образом при использовании полученного критерия (в отличие от использования абстрактного и чисто математического условия равенства нулю свободного члена характеристического уравнения) становится ясной физическая картина достижения предела по апериодической устойчивости – предел достигнут, и дальнейшее утяжеление невозможно, потому что утяжеляемые генерации и нагрузки потребления достигли своих экстремумов.

Выводы

1. Получено обобщение общеизвестного критерия достижения предела по апериодической устойчивости простейшей системы на случай сложных ЭЭС произвольной конфигурации и размерности, удовлетворяющих известным условиям соответствия знака свободного члена характеристического уравнения ЭЭС знаку якобиана системы уравнений ее установившегося режима:

 для указанных систем критерием достижения предела по апериодической устойчивости является равенство нулю производных утяжеляемых генераций и нагрузок по параметру режима (углу в любом узле, кроме ШБМ, напряжению в нагрузочном узле), выбранному в качестве независимой переменной $\left(\frac{dP_{ri}}{dx}=0\right)$,

$$\frac{dP_{\rm Hj}}{dx} = 0, \ \frac{dQ_{\rm Hj}}{dx} = 0 \bigg).$$

2. Полученный критерий имеет столь же наглядную интерпретацию, как и критерий для простейшей системы – предел по апериодической устойчивости сложной системы, удовлетворяющей вышеперечисленным условиям, соответствует экстремумам утяжеляемых генераций и нагрузок потребления.

3. При использовании полученного критерия (в отличие от использования абстрактного и чисто математического условия равенства нулю свободного члена характеристического уравнения) становится ясной физическая картина достижения предела по апериодической устойчивости – предел достигнут, и дальнейшее утяжеление невозможно, потому что утяжеляемые генерации и нагрузки потребления достигли своих экстремумов.

Список литературы

- Устойчивость электрических систем и динамические перенапряжения / С. А. Лебедев, П. С. Жданов, Д. А. Городский, Р. М. Кантор. – Москва: Госэнергоиздат, 1940.
- Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем / П. С. Жданов. Москва, 1979.
- Веников В. А. Электромеханические переходные процессы в электрических системах. – Москва, 1985.
- Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» : утверждены приказом Минэнерго РФ № 630 от 03 авг. 2018 г. / Минэнерго РФ. – Москва. – 15 с.
- Фихтенгольц Г. М. Курс дифференциального и интегрального исчисления / Г. М. Фихтенгольц. – Москва: Государственное издательство физической и математической литературы, 1962.
- К определению предельных по апериодической устойчивости режимов электрических систем по якобиану уравнений установившихся режимов / В. А. Веников, В. А. Строев, В. И. Идельчик, В. И. Тарасов // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1973. № 1.
- Estimation of electrical power system steady state stability in load flow calculations / V. A. Venikov, V. A. Stroev, V. I. Idelchik, V. I. Tarasov // IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems. – 1975. – vol. PAS-94, no. 3.
- Идельчик В. И. Расчеты установившихся режимов электрических систем / В. И. Идельчик. – Москва: Энергия, 1977.

Легкоконец Павел Владимирович, канд. техн. наук, главный специалист службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (AO «CO EЭC»). E-mail: shoenfield@yandex.ru

УДК 621.316 С. А. Абакумов, А. В. Виштибеев, С. Е. Гаязов, Е. А. Надобная, Д. Н. Саввин, Е. И. Эрекайкин Способы оптимизации выполнения расчетов множественных несимметричных режимов и выбора уставок в ПВК «АРУ РЗА»

Описаны наиболее эффективные способы оптимизации алгоритмов расчета, применяемые в ПВК «АРУ РЗА». Рассмотрены актуальные задачи, которые необходимо решать специалисту по расчету уставок. Рассматриваются вопросы эквивалентирования участков сети и влияния этой операции на время проведения расчетов. Рассматривается подход к формированию подрежимов сети. Описан алгоритм бинарного поиска и его использование в процессе расчета уставок устройств РЗА.

Ключевые слова: программно-вычислительный комплекс, расчет токов короткого замыкания, уставки РЗиА, анализ срабатывания, оптимизация алгоритмов расчета.

Введение

Современные средства для расчета параметров несимметричных режимов сети оперируют большими объемами данных. Несмотря на то, что на текущий момент персональные рабочие места могут обладать значительными ресурсами для решения сложных объемных задач, без реализации эффективных алгоритмов расчетов пользователь может постоянно сталкиваться со сбоями в работе программы, такими как долгое ожидание окончания расчета, невозможность формирования выходных документов, а в некоторых случаях и вовсе не иметь возможности получить желаемый результат в случае аварийного завершения работы ПО.

АО «НТЦ ЕЭС» с 2015 г. занимается разработкой собственного программного обеспечения для автоматизированного расчета уставок релейной защиты и автоматики (далее ПВК «АРУ РЗА») [1]. ПВК «АРУ РЗА» постоянно развивается и совершенствуется, активно добавляются новые модули, функции и возможности для облегчения автоматизации процесса расчета параметров устройств РЗА, что позволяет существенно уменьшить трудо- и времязатраты, а также свести к минимуму число ошибочных результатов, связанных с человеческим фактором.

В статье описываются реализованные решения по оптимизации наиболее актуальных задач в рамках проведения расчетов токов короткого замыкания и выбора уставок устройств РЗА.

Эквивалентирование участков сети

Расчет токов КЗ (несимметричного режима в общем) сопряжен с матричными вычислениями [2]. Связано это с тем, что представление моделей сети для последующих расчетов наиболее удобно выполнять в виде матрицы связанности, в которой все связи между узлами (вершинами графа) описываются значением сопротивлений между ними (ребрами графа). Реальные модели энергосистем, как правило, имеют размерность в несколько тысяч узлов, в зависимости от степени детализации модели. При проведении операции с матрицами большого размера загрузка процессора может быть значительной, а хранение в оперативной памяти матриц большой размерности в большинстве случаев приводит к существенному замедлению работы программы. Однако при проведении расчетов токов КЗ или определении параметров релейной защиты, как правило, расчет производится в небольшом участке сети. Таким образом, целесообразно перед проведением расчетов произвести эквивалентирование сети до минимально необходимого размера.

Перечень объектов сети, необходимых для расчета, определяется объектами сети, в которых необходимо получить замеры электрических величин, а также объектами, на которых необходимо рассмотреть повреждение. Сам механизм эквивалентирования основан на последовательном исключении неиспользуемых в расчете узлов и преобразовании связей между рассматриваемым узлом и другими узлами сети. Правильное преобразование связей гарантирует корректную эквивалентность полной и сжатой модели сети в пределах рассматриваемого участка.

В ПВК «АРУ РЗА» при проведении любого расчета несимметричного режима сети предварительно производится эквивалентирование. Также операция эквивалентирования доступна в качестве отдельного модуля для формирования новой сети.

Проведение множественных расчетов

Зачастую расчеты несимметричного режима для определения параметров настройки РЗ производятся в нескольких схемно-режимных состояниях сети с целью охвата наиболее близкого к реальному перечню состояний сети, в которых устройство РЗ должно надежно работать, или же наоборот с целью недопущения излишних срабатываний.

При расчете каждого подрежима сети производить полное эквивалентирование сети нецелесообразно, так как данная процедура сама по себе может занимать значительное время. Таким образом при увеличении числа подрежимов прямо пропорционально увеличивается время расчета.

Расчет каждого подрежима независимо от других приводит к повторению наиболее затратных операций. Для примера был проведен анализ временных затрат расчета короткого замыкания в одной точке сети размером 5 000 узлов, по результатам которого общее время выполнения расчета в ПВК «АРУ РЗА» заняло около 1 с (при использовании ЭВМ, соответствующей системным требованиям). Из этого времени процедура эквивалентирования заняла 90% времени.

Анализ временных затрат показал, что наиболее эффективно предварительно формировать эквивалент сети, содержащий объекты всех подрежимов, а далее индивидуально для каждого подрежима формировать собственные эквивалентные модели с учетом всех изменений, вносимых в подрежим. При этом учитывается возможность создания многоуровневой системы подрежимов, где каждому из родительских подрежимов соответствует своя эквивалентная модель сети. Данный подход стадийного снижения размерности сети по результатам тестирования доказал свою эффективность.

Пример структуры подрежимов:

Базовый режим сети – полная сеть.

Подрежим 1 – эквивалентная сеть 1 (на основании полной сети).

Подрежим 1.1 – эквивалентная сеть 1.1 (на основании сети подрежима 1). Подрежим 1.2 – эквивалентная сеть 1.2 (на основании сети подрежима 1). Подрежим 2 – эквивалентная сеть 2 (на основании полной сети). На текущий момент в ПВК «АРУ РЗА» доступны модуль автоматизированного расчета уставок устройств РЗ (модуль АРУ) и модуль определения минимального состава генерирующего оборудования (МСГО). В данных модулях реализована функция автоматического формирования подрежимов, необходимых для анализа. В отдельных случаях число рассматриваемых подрежимов может достигать нескольких тысяч. Даже с использованием эквивалентирования и наиболее эффективных структур данных хранение и анализ такого количества подрежимов зачастую нецелесообразны, так как в автоматически сформированном по правилам комбинаторики наборе подрежимов можно обнаружить заведомо недопустимые или повторяющиеся (с точки зрения токораспределения в сети) состояния сети. При задании пользователем настроек с целью фильтрации неинтересующих сочетаний отключений объектов, число подрежимов, как правило, не превышает нескольких сотен. В указанных модулях доступны следующие настройки фильтрации:

«Перечень однотипных элементов сети» – позволяет исключить из анализа перечень подрежимов, имеющих одинаковое влияние на результаты расчета в эквивалентной сети. Например, данный фильтр актуален при анализе отключений однотипных блоков на станции (рис. 1).

Расчёт МСГО для с	станции 1	
задание на расчёт начальный режим и подрежимы дополнител	ьные схемные состояния настройки	
Набор рассматриваемых элементов для формирования вариаций	Ограничения при формировании вариаций	
6;4;5;18	🔻 однотипные элементы	
Дополнительно манипулируемые элементы	Однотипные элементы (разделение типов - через перевод строки, элементов - через ;)	
1;3;8;10;11;12;13;14;15;16;17;19;23;24;25;31	10;11;12;13;14 15;16	
Список защищаемых объектов		
▶ эл 8		
▶ эл 1(ЛИНИЯ)		
▶ Шины - 901(ПСN16ВОЛ-СЕВ)		
	 настройки числа отключений 	
	 недопустимые сочетания 	
добавить защиты 🔻	иие Загрузить задание открыть последний расчёт расчёт	

Рис. 1. Задание ограничений при формировании исходных данных модуля МСГО

- «Настройки числа отключений» позволяет определить группу объектов сети и задать, какое количество объектов из этой группы может быть максимально отключено в каждой вариации, или наоборот, сформировать минимальное число элементов для отключения из данной группы в каждом состоянии. Например, при анализе отключения блоков на станции можно задать максимально допустимое число одновременно отключаемых элементов.
- «Недопустимые сочетания» позволяет задать правила сочетаний отключений в случае недопустимости одиночной или совместной работы какого-либо оборудования по техническим условиям работы рассматриваемого объекта сети. Например, с помощью настройки можно указать, что недопустимо отключать один элемент без отключения другого. Данная настройка актуальна

при наличии на схеме ПГУ, ГТУ, а также при подключении генераторов на стороне НН АТ.

Алгоритмы бинарного поиска для определения точек экстремума при проведении расчетов

При выборе уставок устройств P3A по условиям согласования с защитами смежных объектов сети необходимо определить конец зоны срабатывания защиты, с которой происходит согласование. Процесс определения граничной точки перехода от зоны срабатывания к зоне нечувствительности в общем случае является итерационным. При большом числе ветвей, находящихся в зоне поиска, число произведенных расчетов при последовательном перемещении точки КЗ может занимать продолжительное время, в отдельных случаях до десятков минут.

В связи с описанными выше особенностями, в процедуре определения границы срабатывания целесообразно использовать динамический шаг расчета для пропуска заведомо излишних участков зоны поиска.

Рассмотрим алгоритм согласования, когда определено, что в пределах зоны поиска нет точек перехода к зоне нечувствительности (подходы к определению границы зоны чувствительности при перемещении точки КЗ вдоль участка аналогичны, за исключением деталей расчета, связанных с учетом индуктивных связей и дополнительных внешних связей в зоне поиска). Для вывода защиты на грань срабатывания необходимо определить дополнительное сопротивление, которое нужно добавить к концу участка поиска. Подбор величины данного сопротивления использует алгоритм бинарного поиска [3]. Допустим, при величине дополнительного сопротивления 0 Ом защита чувствует повреждение, а при величине максимально возможного (например, 1 000 Ом) защита не чувствует повреждение. Следовательно, искомая величина находится в данном диапазоне. Следующей точкой для анализа будет величина, находящаяся посередине рассматриваемого диапазона – 500 Ом. В случае, если при данной величине защита не чувствует повреждение, то диапазон установится от 0 до 500, в противном случае от 500 до 1 000. Таким образом, за каждую итерацию диапазон сужается в 2 раза. Число операций пропорционально функции логарифма с основанием 2, что влечет за собой значительно меньшее количество расчетов повреждений на сети по сравнению с итерационным методом расчета с фиксированным шагом (линейная зависимость). Алгоритм будет работать до тех пор, пока не найдется такая точка, при анализе которой расстояние до границы зоны срабатывания не станет меньше заданной погрешности (рис. 2). Данный алгоритм имеет некоторые модификации по величине сужения промежутка поиска и используется при решении широкого круга задач.

Также алгоритм бинарного поиска используется при определении уставок дистанционных защит по условию отстройки графическим способом с учетом конкретной характеристики срабатывания. Так как установить в общем случае для всех дистанционных защит формулу пересчета уставок в зависимости от значения электрических величин (с учетом коэффициента отстройки) не представляется возможным, алгоритм производит последовательное увеличение основных параметров срабатывания до момента графического пересечения характеристики срабатывания с концом расчетного вектора (рис. 3).

СОГЛАСОВАНИЕ -	задание на расчёт начальный	режим и подрежи
ЗАЩ А ЗАЩ Б ЗАЩ = 1,2(ЛИНИЯ)[901(ПСК16ВОЛ-СЕВ)] ЗАЩ = 2,1[9 ПАН = ЭПЗ-1636 ПАН = ЭПЗ- СТУП = 2 СТУП = 1 Zcp = 25.0 Zcp = 5.0 НАПР = В ЭЛЕМЕНТ НАПР = В Э. ВКЛ М/Ф = ДА ВКЛ М/Ф = Д ФМЧ = 80.0 ФМЧ = 80.0 ОТН. ОСЕЙ = 1.0 ОТН. ОСЕЙ СМЕЩ = 0.0 СМЕЩ = 0.0 Т = 0.5 T = 0 Ітр = 1.6 Ітр = 3.2 КН = 1.2 КН2 = 1.2	00(ПСN15 З-ДИ-Ч)] 1636 ЛЕМЕНТ JA = 1.0	<pre>maposars ygam f=""""""""""""""""""""""""""""""""""""</pre>
Описание режима сети	Величины	Результат
Повреждения: ВЕЕР (ВИД=АВО) (УН=900) (ЭЛЕМЕНТЫ=2) УЗЕЛ = [УЗКЗ] ВИД = АВО Доп. сопротивление от узла 18562 до точки КЗ Z0 = 1,770 +j0,734 Z1 = 0,197 +j1,429	ПУТЬ: 18562-[УЗКЗ];. ЗАЩ А ЗАЩ Б ZAB = 8,89 / 63° ZAB = 4,49 / 82°	11,32 Ir.p. = 1,600

Результаты расчёта защит





Рис. 3. Результат графического расчета уставки ДЗ с учетом расчетного вектора

Используемые методы оптимизации при определении места повреждения линий электропередачи

Определение места повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима в общем случае является задачей с потенциальным набором результатов расчета, подходящих под заданные величины погрешностей [4]. И если, оставляя только точки экстремума функции суммарной погрешности, возможно исключить точки, находящиеся в окрестностях данных экстремумов, то при подборе переходного сопротивления и определении недостоверных показаний пространство решений становится значительно больше.

Так как в реальных моделях сети может быть задано большое число индуктивных связей, внешних связей по отношению к зоне поиска, а также различных объектов, находящихся в пределах зоны поиска, то расчетная точка повреждения, определенная только по формуле исходя из параметров аварийного режима, может быть недостоверной. В связи с этим необходимо проводить расчеты итерационным методом в пределах зоны поиска. Алгоритм бинарного поиска не может быть применен, так как для данного алгоритма точка повреждения допускается только одна (при одних параметрах аварийного режима).

Для снижения числа расчетов в алгоритме ОМП ПВК «АРУ РЗА» реализован расчет с постепенным снижением допустимого уровня суммарной погрешности с целью выявления участков зоны поиска с допустимыми уровнями погрешностей. При каждом следующем расчете границы определенных диапазонов уточняются или отбрасываются из дальнейшего анализа. Такой механизм существенно снижает количество операций по сравнению с итерационным методом расчета.

Заключение

Несмотря на постоянный рост производительности вычислительных средств, реализация наиболее эффективных алгоритмов расчета остается актуальной задачей, так как повышаются требования к точности расчета, растет количество задач, для решения которых необходимо производить расчет большого числа несимметричных режимов. Актуальные задачи, стоящие перед специалистами по расчету уставок устройств РЗА, требуют выполнения и одновременного анализа большого количества расчетов. С каждым годом растет сложность выполняемых задач, с одновременным стремлением к сокращению временных затрат на проведение расчетов.

Используемые в ПВК «АРУ РЗА» расчетные алгоритмы постоянно совершенствуются с целью снижения затрат на время выполнения расчетов, а также затрат оперативной памяти компьютера. Новые функции, внедряемые в ПВК «АРУ РЗА», зачастую приводят к необходимости улучшения эффективности алгоритмов, реализованных ранее. На текущий момент ПВК «АРУ РЗА» является основным рабочим инструментом по выбору уставок РЗА в АО «СО ЕЭС». Комплекс отвечает запросам пользователей на требования к быстродействию, точности результатов расчета и возможности анализа большого набора схемно-режимных ситуаций, что выгодно выделяет комплекс на фоне других средств по расчету токов КЗ и уставок РЗА.

Список литературы

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022668742 Программно-вычислительный комплекс для автоматизированного расчета уставок релейной защиты и автоматики. Версия 8.0 (ПВК АРУ РЗА 8.0) : № 2022668742 от 11 октября 2022 г. / С. А. Абакумов, А. В. Виштибеев, С. Е. Гаязов, Е. А. Надобная, Д. Н. Саввин, Е. И. Эрекайкин.

- Лосев С. Б., Чернин А. Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем / С. Б. Лосев, А. Б. Чернин. – Энергоатомиздат, 1983. – 528 с.
- Левитин А. В. Метод декомпозиции: Бинарный поиск: Глава 4 // Алгоритмы. Введение в разработку и анализ – Москва: Вильямс, 2006. – С. 180–183. – 576 с. – ISBN 978-5-8459-0987-9
- Аржанников Е. А., Чухин А. М. Методы и приборы определения места короткого замыкания на линиях: учеб. пособие / Е. А. Аржанников, А. М. Чухин. – Иваново: Изд-во ИГЕУ, 1998. – 74 с

Абакумов Сергей Александрович, главный инженер проекта отдела проектирования систем РЗА энергообъектов и энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: AbakumovSA@nsk.so-ups.ru

Виштибеев Алексей Владимирович, канд. техн. наук, доцент, начальник отдела проектирования систем РЗА энергообъектов и энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: VishtibeevAV@nsk.so-ups.ru

Гаязов Ставро Евгеньевич, программист отдела проектирования систем РЗА энергообъектов и энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (AO «НТЦ ЕЭС»). E-mail: GayazovSE@arurza.ru

Саввин Дмитрий Николаевич, ведущий инженер отдела проектирования систем РЗА энергообъектов и энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (AO «НТЦ ЕЭС»). E-mail: SavvinDN@nsk.so-ups.ru

Надобная Евгения Анатольевна, инженер отдела проектирования систем РЗА энергообъектов и энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (AO «НТЦ ЕЭС»). E-mail: NadobnayaEA@arurza.ru

Эрекайкин Евгений Иванович, программист отдела проектирования систем РЗА энергообъектов и энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (AO «НТЦ ЕЭС»). E-mail: ErekaikinEI@arurza.ru

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ АВТОМАТИКИ И КОНТРОЛЯ

УДК 621.314

К. С. Горячевский, А. А. Даутов, Е. Е. Мархаев, И. В. Синянский Результаты испытаний системы координированной работы АРПМ и СМЗУ

Представлены результаты испытаний предложенной ранее системы координированной работы автоматики разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ) и системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ).

Были разработаны алгоритмы работы для устройства МКПА («Прософт», г. Екатеринбург), выполнена работа по модернизации программного обеспечения СМЗУ, создано программное обеспечение для передачи информации от СМЗУ к устройству АРПМ.

Испытания проводились с использованием комплекса *RTDS* на модели энергосистемы Крыма, моделировалась работа АРПМ на электропередаче ОЭС Юга – ЭС Крыма.

Ключевые слова: электроэнергетические системы, релейная защита, противоаварийная автоматика.

Введение

Ранее в [1] была предложена система координированной работы устройств АРПМ и СМЗУ, сделаны расчеты эффективности системы на показательном примере. В составе прототипа системы было разработано программное обеспечение [2].

В данной статье рассматривается работа устройства АРПМ в установившихся режимах. Исследования поведения устройства АРПМ во время переходных процессов описаны в [3].

Основной принцип предлагаемого способа заключается в том, что СМЗУ в цикле расчета дополнительно должна рассчитывать уставки срабатывания устройств АРПМ и передавать их по каналам связи к этим устройствам. Это позволяет уменьшить число излишних срабатываний устройств АРПМ, а также обеспечить необходимую надежность работы энергооборудования, так как эти уставки рассчитываются СМЗУ в режиме реального времени для текущей схемно-режимной ситуации.

1. Описание системы

Структурная схема системы представлена на рис. 1.

Система включает в себя:

- устройства АРПМ, измеряющие действующее значение активной мощности трехфазного переменного тока;
- сервер СМЗУ;
- физические линии связи, соединяющие устройства АРПМ с сервером СМЗУ;
- оборудование связи для передачи данных по этим линиям связи.

1.1. Алгоритм работы системы

Далее кратко описан алгоритм работы предложенной системы, более подробно алгоритм описывается в предыдущей статье [1]. На рис. 2 показана блок-схема алгоритма системы.



Рис. 1. Структурная схема системы координированной работы АРПМ с СМЗУ



Рис. 2. Блок-схема алгоритма системы

1. СМЗУ получает режимную информацию от ОИК (оперативно-измерительного комплекса), выполняет расчет величины максимального и аварийного допустимого перетока для каждого контролируемого сечения электрической сети. После этого расчета выполняется расчет уставок АРПМ по готовым формулам.

2. Значения уставок передаются от СМЗУ к устройству АРПМ с помощью оборудования связи. Устройство АРПМ сохраняет полученные данные в памяти.

3. Если в СМЗУ от датчиков поступает информация о включении или отключении оборудования, СМЗУ останавливает расчет на заданное время, так как расчет больше не соответствует реальному состоянию энергосистемы. При этом от СМЗУ в устройства АРПМ должен передаваться специальный сигнал. Устройства АРПМ, получив этот сигнал, используют значения постоянных уставок.

4. Через заданное время расчет в СМЗУ возобновляется и в устройства АРПМ передаются новые рассчитанные уставки. Устройство АРПМ использует эти рассчитанные уставки.

1.2. Функционально-логическая схема устройства АРПМ

Для проведения испытаний использовалось устройство МКПА, производитель «Прософт» г. Екатеринбург. Функционально-логическая схема устройства АРПМ представлена на рис. 3.



Рис. 3. Алгоритм устройства АРПМ

Принцип работы алгоритма устройства АРПМ базируется на сравнении текущего значения перетока активной мощности с уставкой срабатывания. Уставка срабатывания устройства по мощности определяется динамически по получаемым данным от СМЗУ, либо используется фиксированное значение (в случае нарушения связи между АРПМ и СМЗУ). При превышении значения активной мощности в контролируемом сечении происходит пуск ступени устройства АРПМ, а затем, через выдержку времени происходит срабатывание (если значение мощности в сети выше уставки срабатывания).

В алгоритме предусмотрена возможность блокировки ступени с меньшей уставкой при срабатывании ступени с большей уставкой по активной мощности.

Передача уставки, рассчитанной в СМЗУ, в устройство АРПМ осуществляется по протоколу МЭК 60870-5-104 с помощью специально разработанной утилиты.

2 Испытания системы

Целью испытаний является демонстрация правильной работы системы в целом, включая процесс расчета СМЗУ, передачу уставки от СМЗУ в устройство АРПМ, правильную работу устройства АРПМ, в том числе при нарушении канала связи.

2.1. Моделируемая энергосистема

В качестве реального расчетного примера для демонстрации эффективности работы системы рассматривается электропередача ОЭС Юга – ЭС Крыма, введенная в эксплуатацию в 2016 г.

В контролируемое сечение «ОЭС Юга – Крым» входят 3 ЛЭП 220 кВ (рис. 4):

- КВЛ Тамань Кафа (две цепи);
- КВЛ Тамань Кафа № 3;
- КВЛ Тамань Камыш-Бурун.





Устройство АРПМ, входящее в систему, установлено на ПС Кафа и контролирует переток мощности по этим ЛЭП.

В качестве исходного режима был взят режим, существовавший 22 июня 2021 г. в 21:00. В ОЭС Юга была выведена в ремонт ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань. В работе находились две ПГУ Таврической ТЭС и одна ПГУ Балаклавской ТЭС.

Напряжения в основных узлах расчетной модели для данного режима представлены на мнемосхеме, которая использовалась при испытаниях (рис. 5).



Рис. 5. Мнемосхема моделируемой энергосистемы

2.2. Испытательный стенд

Испытания проводились с использованием программно-аппаратного комплекса реального времени *RTDS* (ПАК РВ). Схема подключения устройства АРПМ к испытательной установке представлена на рис. 6.

ПАК РВ производит расчет математической модели энергосистемы Крыма и по протоколу связи МЭК 60870-5-104 передает телеизмерения и телесигналы в СМЗУ.

СМЗУ установлено на отдельном компьютере-сервере. На этом же компьютере установлена программа-сервер для передачи уставок срабатывания в устройство АРПМ. Устройство АРПМ и сервер СМЗУ соединены через локальную сеть предприятия. Уставки срабатывания также передаются по протоколу связи МЭК 60870-5-104.



На измерительные цепи микропроцессорного устройства АРПМ от усилителей подаются сигналы токов и напряжений от моделируемой энергосистемы.

2.3. Результаты испытаний

В табл. 1 приведен перечень опытов и результаты, полученные в ходе испытаний. Моделировалось аварийное отключение Г2 на Таврической ТЭС без возникновения К3, вследствие чего переток активной мощности в сечении увеличивался до 785 МВт.

Таблица 1

№ п/п	Цель	Уставка от СМЗУ	Работа устройства	Оценка работы
1	Проверка работы устройства с постоянной уставкой	нет	Отсутствие срабатывания	Правильно
2	Проверка работы устройства с уставкой СМЗУ	да	Срабатывание устройства	Правильно
3	Проверка перехода на постоянную уставку при потере связи с СМЗУ	да	Отсутствие срабатывания. Переход устройства АРПМ на постоянную уставку	Правильно
4	Проверка перехода на уставку СМЗУ при восстановлении связи с СМЗУ	да	Срабатывание устройства. Переход устройства АРПМ на постоянную уставку	Правильно

Перечень испытаний

Нормативная уставка АРПМ для данного режима составляет 850 МВт. Уставка, определяемая в расчетном цикле СМЗУ, для данного режима составляет 753 МВт.

Уставка СМЗУ ниже нормативной. Это объясняется тем, что нормативная уставка была выбрана на основании ручных расчетов из ограниченного набора схемнорежимных ситуаций. Уставка, выбранная ПК СМЗУ, рассчитывается для текущей схемно-режимной ситуации, которая зачастую имеет больше отклонений от нормальных схемы и режима, предусмотренных технологом, и соответственно может являться более тяжелой в отношении запаса статической устойчивости.

Теперь рассмотрим результаты опытов более подробно.

На рис. 7 представлен график переходного процесса в опыте 1. Устройство находится в режиме работы по заданной уставке срабатывания.

В ходе возмущения переток активной мощности не достигает значения уставки устройства АРПМ. Срабатывания не происходит.

В опыте 2 (рис. 8), устройство АРПМ работает в режиме динамической уставки. Получаемое значение уставки срабатывания – 753 МВт. В момент времени 2,3 с срабатывает пусковой орган устройства АРПМ, а через выдержку времени (1,5 с) срабатывает ступень АРПМ на выдачу УВ.

В опытах 3, 4 проверяется работа устройства при потере/восстановлении канала связи АРПМ с СМЗУ.

В опыте 3 (рис. 9) нарушается связь между АРПМ и СМЗУ (4 с). После выдержки времени неисправности канала связи (1 с) устройство АРПМ переходит на постоянную уставку. После этого моделируется отключение Г2 на Таврической ТЭС. В результате срабатывания не происходит.

В опыте 4 (рис. 10) восстанавливается связь между АРПМ и СМЗУ (4 с). Устройство АРПМ переключается на динамическую уставку. После этого моделируется отключение Г2 на Таврической ТЭС. В результате происходит срабатывание АРПМ.



Заключение

В статье показаны результаты испытаний на *RTDS* прототипа системы координированной работы АРПМ и СМЗУ, в которое входило реальное устройство АРПМ и СМЗУ. В ходе испытаний был проверен разработанный алгоритм устройства АРПМ и модифицированное программное обеспечение СМЗУ, по результатам проверки можно заключить, что предложенная система работает правильно.

В дальнейшем планируется разработка опытно-промышленного образца системы для внедрения на одном из объектов электроэнергетики.

Список литературы

1. Координация работы противоаварийной автоматики и системы мониторинга запасов устойчивости / М. Н. Говорун, К. С. Горячевский, А. Ф. Михайленко,

Е. И. Сацук, И. В. Синянский // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – № 2(83). – С. 22–33. – EDN YNORDH.

- Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022612208 Российская Федерация. Система координированной работы АРПМ и СМЗУ (АРПМ-СМЗУ): № 2022611235: заявл. 31.01.2022: опубл. 08.02.2022 / К. С. Горячевский, И. В. Синянский, С. В. Чаплюк, Е. Е. Мархаев; заявитель Акционерное общество «Научно-технический центр Единой энергетической системы Противоаварийное управление».
- Автоматика разгрузки межсистемных линий электропередачи с коррекцией ее характеристик срабатывания / М. Г. Попов, А. А. Даутов, П. Н. Маньков, А. А. Мельников // Вестник Чувашского университета. 2022. № 1. С. 142–155. DOI 10.47026/1810-1909-2022-1-142-155. EDN VHWEFL.4.

Горячевский Константин Сергеевич, ведущий инженер лаборатории исследования информационно-технологических систем отдела релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (AO «НТЦ ЕЭС»). E-mail: goryachevskiy_k@ntcees.ru

Даутов Азамат Айдарович, инженер отдела релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: dautov_a@ntcees.ru

Мархаев Евгений Евгеньевич, начальник лаборатории развития систем мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: marhaev_e@ntcees.ru

Синянский Иван Владимирович, канд. техн. наук, начальник отдела релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: sinyanskiy_i@ntcees.ru

УДК 621.314 К. С. Горячевский, А. А. Даутов, К. А. Самусик, И. В. Синянский Технологический цикл системы мониторинга функционирования устройств противоаварийной автоматики

Система мониторинга функционирования устройств противоаварийной автоматики осуществляет проверку функционирования ПА и формирует экспресс-протокол в случае ее неправильной работы, чем помогает быстрее выяснять причины аварий в ЭС и повышает надежность функционирования ПА.

Основной технологический цикл программы осуществляет сбор данных от устройств, расчет цифровых моделей для каждого устройства и сравнение работы реального устройства и цифровой модели.

В статье описан алгоритм работы технологического цикла, который реализован в виде отдельной службы Windows.

Ключевые слова: электроэнергетические системы, релейная защита, противоаварийная автоматика, мониторинг функционирования, база данных.

Введение

Система мониторинга функционирования устройств противоаварийной автоматики (СМФУ ПА) предназначена для повышения надежности процессов выработки, передачи и распределения электрической энергии и обеспечения устойчивости работы электроэнергетической системы (ЭЭС) в целом. СМФУ ПА представляет из себя комплекс программ, производящих мониторинг функционирования устройств противоаварийной автоматики и реализованных в виде иерархической двухуровневой информационной системы. Нижний уровень системы функционирует в рамках энергообъекта, обеспечивая сбор и предварительную обработку сигналов мониторинга устройств ПА. Верхний уровень реализуется в диспетчерском центре и обеспечивает контроль и анализ функционирования устройств ПА. Подробные сведения о работе СМФУ ПА приведены в статье [1].

Программное обеспечение СМФУ ПА состоит из отдельных программ, которые показаны на рис. 1:

- программа-клиент, устанавливается на АРМ персонала («Клиент СМФУ ПА»);
- программа-сервер («Сервер СМФУ ПА»), устанавливается на отдельный центральный сервер СМФУ ПА. Эта программа выполняет технологический цикл мониторинга;
- редактор логических схем, используемых для моделирования устройств ПА («Редактор логики СМФУ ПА»);
- программа чтения данных из базы данных реального времени БДРВ СК-11 (телеизмерения и телесигнализация);
- программа чтения данных из СІМ-модели СК-11 (информация об объектах).

В данной статье подробно разбирается алгоритм работы программы «Сервер СМФУ ПА». Программа «Сервер СМФУ ПА» реализована в виде отдельной службы Windows, т. е. не имеет графического интерфейса и работает непрерывно в фоновом режиме независимо от пользователя.



Рис. 1. Общая структура программ СМФУ ПА

«Сервер СМФУ ПА» выполняет технологический цикл, т. е. с заданной периодичностью повторяет последовательность действий:

- чтение телеизмерений и телесигналов из базы данных реального времени СК-11;
- расчет цифровых моделей для каждого устройства ПА;
- сравнение сигналов срабатывания от реальных устройств и от цифровой модели;
- создание экспресс-протокола с оценкой правильной или неправильной работы реальных устройств ПА.

1. Описание программы-сервера

На рис. 2 показана блок-схема технологического цикла, который выполняет программа «Сервер СМФУ ПА».

1. Алгоритм запускается периодически, например, один раз в секунду. Время выполнения всего алгоритма зависит от количества поступающих для обработки сигналов и количества моделируемых устройств ПА.

2. Проверка на наличие цифровых моделей с запущенными таймерами. Данная функция предназначена для правильной обработки таймеров независимо от того, пришли ли новые сигналы из БДРВ.

3. Чтение новых телеизмерений и телесигналов из базы данных реального времени СК-11, которые поступили с момента запуска предыдущего цикла. Запрос данных осуществляется у «Программы чтения БДРВ СК-11» через НТТР-интерфейс [2].

4. Если на этом шаге нет запущенных таймеров в цифровых моделях и нет новых сигналов из БДРВ, то цикл завершается.

5. Сортировка новых сигналов по времени. Для правильного расчета все новые сигналы, полученные от БДРВ, сортируются по времени генерации сигнала, которое записано в БДРВ.

6. Расчет цифровых моделей устройств – на этом шаге для всех новых сигналов рассчитываются логические схемы устройств, которые были созданы в программе «Редактор логики СМФУ ПА».

7. После расчета значения записываются в БДРВ.



Рис. 2. Алгоритм технологического цикла

8. Сравнение реальных и рассчитанных значений, по результатам которого будут сформированы экспресс-протоколы с оценкой работы реальных устройств. Этот шаг далее подробно разобран на временных диаграммах. Для каждого сигнала сравнение производится на небольшом интервале времени.

9. Формирование экспресс-протокола с одной из трех возможных оценок работы реального устройства:

- правильное срабатывание, выходные сигналы цифровой модели и реального устройства совпадают;
- отказ (неправильное срабатывание), нет срабатывания реального устройства, хотя в цифровой модели есть сигналы срабатывания;
- ложно (неправильное срабатывание), срабатывание реального устройства, в то время как сигналы срабатывания цифровой модели отсутствуют.

10. Отметка новых сигналов как прошедших обработку во внутренней базе данных СМФУ ПА.

2. Временные диаграммы обработки сигналов

На рис. 3–10 показаны временные диаграммы, которые иллюстрируют работу сервера в разных ситуациях. Телеизмерения и телесигналы поступают от БДРВ нерегулярно (спорадически), приблизительный период обновления каждого сигнала составляет 1–3 секунды и больше. Поэтому требуются специальные алгоритмы, которые учитывают особенности поступления сигналов от реальных устройств [3].

На рис. 3–10 сверху показан график для расчетного значения, которое вычисляет СМФУ ПА, снизу – график для реальных сигналов от устройства. Красной точкой показано каждое новое значение сигнала.

2.1. Срабатывание одной ступени

Реальные и расчетные сигналы сравниваются в некотором диапазоне, который назван интервалом квазиодновременности, на рис. 3-10 обозначен Δt .

На рис. 3 показан простейший случай, иллюстрирующий правильное срабатывание ПА. В случае, если пришел сигнал с одного из выходов ПА или с цифровой модели, то запускается выдержка времени Δt , в течение которой ожидается сигнал от цифровой модели/выхода ПА. Если сигнал пришел, то считается, что срабатывание ПА правильно.

На рис. 4 показан случай, если в диапазон Δt попадают несколько одинаковых значений. Для удобства пользователя в этом случае должен формироваться только один экспресс-протокол, а не несколько одинаковых [4].

В случае, если сигнал не успел прийти (рис. 5), формируется протокол о неправильном срабатывании устройства.

2.2. Срабатывание нескольких ступеней

Если устройство ПА имеет несколько ступеней срабатывания, от устройства одновременно могут поступить сигналы о срабатывании нескольких ступеней [5]. В этом случае для удобства пользователя формируется только один экспресс-протокол, в котором указываются все сработавшие ступени. Для этого в цифровую модель ПА вводится дополнительная выдержка времени $\Delta t_{\text{ступеней}}$ (рис. 6, 7).


Рис. 3. Пример осциллограммы выходных сигналов при корректной работе ПА

Принцип работы каждого отдельно взятого выхода описан выше. После срабатывания первой ступени запускается таймер $\Delta t_{\text{ступеней}}$, в течение которого должны сработать остальные ступени ПА и цифровой модели. В случае, изображенном на рис. 6, обе ступени срабатывают корректно, после чего формируется протокол о срабатывании нескольких ступеней [6]. В случае, если сигнал ПА не попал в интервал квазиодновременности Δt формируется отчет о неправильной работе всего устройства (рис. 7).



Рис. 6. Корректная работа нескольких ступеней



Рис. 4. Правильная работа ПА при попадании нескольких сигналов в интервал квазиодновременности



Рис. 5. Неправильная работа ПА (отказ)



Рис. 7. Некорректная работа нескольких ступеней (отказ второй ступени)

Известия НТЦ Единой энергетической системы № 2 (87) • 2022 •

2.3. Обработка выдержек времени

В случае, если в цифровой модели ПА используются выдержки времени (таймер), обработка сигналов в логике цифровой модели имеет свои особенности [7].

При срабатывании таймера на его выходе спустя заданное время появляется сигнал, который сравнивается с сигналом ПА. Пример корректной работы показан на рис 8. В случае, изображенном на рис. 9, будет сформирован отчет, описывающий неправильное срабатывание ПА (отказ).



Рис. 8. Корректная работа ПА в случае срабатывания таймера и если сигналы у устройства приходят на каждом технологическом цикле

Если таймер запустился, но новых сигналов от устройства не поступало (например, в случае выхода его из строя), у таймера нет возможности определить, сколько времени прошло с момента пуска, так как актуальное значение времени цифровая модель получает от следующих сигналов. В таком случае таймер обновляет время своей работы в конце каждого технологического цикла и общее время работы таймера равно суммарному времени работы всех технологических циклов, прошедших с момента пуска таймера (рис. 10).

Заключение

В статье рассмотрена программа, являющаяся частью ПО СМФУ ПА. Это программа-сервер, которая осуществляет связь



Рис. 9. Некорректная работа ПА (отказ) в случае срабатывания таймера и если сигналы у устройства приходят на каждом технологическом цикле



Рис. 10. Некорректная работа ПА (отказ) в случае срабатывания таймера и если сигналы у устройства не приходят после пуска таймера

между несколькими программами, а также выполняет основные технологические

функции, включающие в себя прием и обработку сигналов, а также создание отчетов и контроль базы данных *MS SQL*.

Программа работает циклично, при этом за один технологический цикл программа проводит полный анализ всех поступивших сигналов. Этот анализ включает в себя сравнение пришедших с ПА сигналов с цифровой моделью, формирование отчетов о работе ПА и перезапись этих сигналов в базу данных.

В статье также были рассмотрены различные варианты работы ПА и особенности обработки сигналов, приходящих с ПА, программой-сервером.

Список литературы

- 1. Система мониторинга функционирования устройств противоаварийной автоматики / И. В. Рыбин, К. С. Горячевский, И. В. Синянский, К. А. Самусик // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2021. – № 85. – С. 90–96.
- IEC TR 62351-10:2012 Power systems management and associated information exchange – Data and communications security – Part 10: Security architecture guidelines.
- 3. Интеллектуальное электронное устройство дистанционной защиты линии ABB REL670. Техническое справочное руководство.
- 4. General Electril Multilin L60 Руководство по эксплуатации.
- 5. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. Новосибирск: Норматика, 2014. 464 с.
- Генин В. С., Кознов В. В., Фельдман С. О. Диагностический мониторинг в распределительных сетях / В. С. Генин, В. В. Кознов, С. О. Фельдман // Электротехника – 2015 – №2 – С. 35–40.
- 7. Федоров О., Рыбаков А. Разработка и внедрение компанией «РГСОФТ» автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования РЗА / О. Федоров, А. Рыбаков // Релейщик – 2019 – №3 – С. 14–15.

Горячевский Константин Сергеевич, ведущий инженер лаборатории исследования информационно-технологических систем отдела релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: goryachevskiy_k@ntcees.ru

Даутов Азамат Айдарович, инженер отдела релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: dautov_a@ntcees.ru

Самусик Константин Александрович, инженер отдела релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (AO «НТЦ ЕЭС»). E-mail: samusik_k@ntcees.ru

Синянский Иван Владимирович, канд. техн. наук, начальник отдела релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: sinyanskiy_i@ntcees.ru

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ПРОЦЕССЫ И ВОПРОСЫ ТВН

УДК 621.315 Н. В. Коровкин, Т. Г. Миневич О наведенных напряжениях в экранах кабельных линий

Сформулированы два подхода к расчету наведенной ЭДС в оболочке заглубленного кабеля. Показана возможность использовать в расчете характеристик электромагнитного поля интегральные или дифференциальные представления электрических и магнитных величин. Проанализированы области применения каждого подхода.

Ключевые слова: уравнения электромагнитного поля, магнитный поток, ЭДС, заглубленный кабель, высоковольтная линия.

1. Постановка задачи

При проектировании и эксплуатации высоковольтного и энергетического оборудования решают и задачи электромагнитной совместимости. Увеличение плотности электронных устройств, аппаратуры, питающих кабелей приводит к тому, что оценка влияния взаимных электромагнитных воздействий становится все более существенной. Элементы энергосистем влияют на окружающую среду, что может вызывать ухудшения характеристик каналов передачи информации, сбои в работе цифровой техники, вплоть до физического повреждения и даже возгорания аппаратуры. Поэтому оценка влияния взаимных электромагнитных воздействий в настоящее время актуальна и этой теме посвящено много работ [1–3].

В этой работе рассматривается сопоставление двух подходов к решению задачи наведения ЭДС в подземном кабеле от токов высоковольтной линии. Условно эти подходы можно назвать «интегральный» и «дифференциальный», поскольку они подразумевают использование законов электромагнитного поля в интегральной или дифференциальной формах.

Преподавание дисциплин, связанных с расчетами электромагнитных явлений в энергетических объектах и электротехнических устройствах предполагает знакомство с законами электромагнитного поля в интегральной форме в начале обучения. Это облегчает восприятие студентами сложного векторного аппарата анализа электромагнитных полей. Кроме того, в рамках «интегрального» подхода рассматриваются отдельно электрические и магнитные явления. Подобный подход поддерживает и последовательное усложнение материала и разъясняет условия преимущественного проявления электрических или магнитных явлений. Например, для электрического поля это области пространства, окружающие неподвижные заряженные тела, а для магнитного поля – окружающие неподвижные постоянные магниты.

При рассмотрении, например, магнитных явлений важно понимать принципиальное одновременное наличие электрических и наоборот. Так в случае анализа процессов в системе заряженных неподвижных тел заряды являются совокупностью зарядов элементарных заряженных частиц, и каждая такая частица окружена электромагнитным полем. При этом результирующее магнитное поле мало уже на малом расстоянии от заряженных тел. Учет в частных задачах только одной стороны электромагнитного поля нередко приводит к тому, что студенты, а впоследствии инженеры и научные работники, не воспринимают электрическое и магнитное поля как единое электромагнитное поле и видят явления, происходящие в электротехнических устройствах однобоко: либо как электрические, либо как магнитные.

При обсуждении связи электрических и магнитных явлений обычно ссылаются на экспериментальные данные и опираются на законы Максвелла, которые, в свою очередь, также являются обобщениями экспериментальных данных. Поэтому показать связь электрического и магнитного полей можно только в виде известных теоретических зависимостей. Наиболее часто используемым примером связи электрических и магнитных яв-



Рис. 1. Геометрия исходной задачи с неоднородной проводимостью области расчета и идеально проводящей землей

лений являются проявления закона электромагнитной индукции, например наведение ЭДС на участке провода, находящегося вблизи другого провода с током. Пусть про-

вода 1 и 2 расположены параллельно друг другу и земле (рис. 1).

Высота подвеса над землей первого провода – h_1 , второго провода – h_2 . При определении ЭДС, создаваемой током *i* в проводе 2 длиной *l*, используют метод зеркальных изображений. Тогда исходная задача (рис. 1) может быть сведена к задаче, представленной на рис. 2. Здесь проводящая среда заменена зеркальным изображением провода 1 с изменением знака заряда (изменением направления тока).



Рис. 2. Геометрия задачи с однородной проводимостью области расчета

2. Решение «магнитной» задачи

Традиционный подход к решению подобной задачи сводится к определению магнитного потока, который создается в некоторой области пространства, ограниченной контуром *L*. То есть задача рассматривается как «магнитная». Характеристики электрического поля не рассматривают. Задаваясь током в проводе, определяют индукцию или напряженность магнитного поля не в месте расположения провода 2, а в произвольной точке пространства. Далее определяют интегральную величину – магнитный поток сквозь поверхность, ограниченную выбранным контуром интегрирования.

В данном случае в качестве контура L можно принять прямоугольный контур длиной l и шириной $2h_2$ (рис. 3).

Тогда магнитная индукция, создаваемая на расстоянии *r* от провода 1, будет состоять из двух составляющих [4]:

$$B_{\rm I} = \frac{\mu_0 i}{2\pi r} \,_{\rm H} \, B_{\rm I'} = \frac{\mu_0 i}{2\pi (2h_{\rm I} - r)} \,,$$

а магнитный поток Φ сквозь контур L будет равен

$$\Phi = \frac{\mu_0 i}{2\pi} l \int_{h_1 - h_2}^{h_1 + h_2} \left(\frac{1}{r} + \frac{1}{2h_1 - r} \right) dr = \frac{\mu_0 i}{\pi} l \ln \frac{h_1 + h_2}{h_1 - h_2}.$$

Далее, используя закон электромагнитной индукции получим:

$$e = -\frac{d\Phi}{dt} = -\frac{\mu_0}{\pi} l \ln \frac{h_1 + h_2}{h_1 - h_2} \frac{di}{dt}$$



Рис. 3. Геометрия задачи с однородной проводимостью области расчета и выбранным контуром интегрирования

Или, принимая во внимание, что ток изменяется по синусоидальному закону с круговой частотой ω , и переходя в комплексную область получим ЭДС, индуцируемую в контуре *L*:

$$\dot{E} = -j\omega \dot{\Phi} = -j\omega \frac{\mu_0 \dot{I}}{\pi} l \ln \frac{h_1 + h_2}{h_1 - h_2}.$$
(1)

Для определения ЭДС, наведенной на участке провода 2 длиной *l* принято полученный результат делить пополам, учитывая, что контур интегрирования состоит из двух параллельных участков длиной *l*.

Изложенный выше подход можно распространить и на расчет ЭДС, наводимой током в проводе высоковольтной линии (высота подвеса провода над землей h_1) на оболочке кабеля, заглубленного в почву на расстояние h_2 (рис. 4). В этом случае удельную проводимость почвы γ будем считать конечной величиной, глубину проникновения электромагнитного поля в слой почвы обозначим h_0 и определим по $h_0 = (2/\omega\mu\gamma)^{0.5}$.



Рис. 4. Геометрия задачи с неоднородной проводимостью области расчета и неидеально проводящей землей

Используя метод зеркальных изображений, получим расчетную область, показанную на рис. 5.

При принятых на рис. 5 обозначениях ЭДС, наводимую в оболочке заглубленного кабеля, можно определить, используя (1).

В представленном выше расчете магнитный поток – это «основная» величина. Представленный порядок расчета ЭДС в этом случае состоит из следующих этапов: по заданному значению тока определяют векторы магнитного поля (магнитную индукцию или напряженность), далее определяют магнитный поток (или потокосцепление) сквозь поверхность, ограниченную некоторым контуром, а далее наводимую в этом контуре ЭДС. Приведенная последовательность определения электрических величин через магнитные обусловлена историческим развитием электротехники [4]. Эмпирический закон электромагнитной индукции, предложенный Фарадеем, позволят получать ЭДС как скорость изменения магнитного потока. Такой подход оправдан и пользуется заслуженным вниманием при наличии реально существующего контура или воображаемого контура очевидной конфигурации.

Другой подход к решению проблемы

Проблемы при использовании «магнитного» подхода проявляются в случае, если требуется определить влияние одного провода с током на другой провод, т. е. оценить величину наводимой ЭДС в проводе, не замкнутом на данном участке в контур. Подобные задачи возникают,



Рис. 5. Геометрия задачи с однородной проводимостью области расчета (учтена неидеально проводящая земля)

например, при анализе процессов в ЛЭП. Такая ситуация возможна, например, при определении влияния одного из проводов трехфазной системы на другие провода. Ситуация еще более усложняется, если применена транспозиция проводов. В таком случае выбор конфигурации контура, ограничивающего поверхность, сквозь которую определяют магнитный поток, неоднозначен и оптимальным является подход, использующий уравнения Максвелла не в интегральной (через магнитный поток), а в дифференциальной форме.

Рассмотрим решение задачи (рис. 4), используя закон электромагнитной индукции в дифференциальной постановке:

$$\operatorname{rot} \mathbf{E} = -\frac{\partial \mathbf{B}}{\partial t}.$$
 (2)

В цилиндрической системе координат, когда направление оси x выбрано по направлению тока, в решении будет присутствовать только одна составляющая вектора напряженности электрического поля [4], и уравнение (2) упростится:

$$\operatorname{rot} \dot{\mathbf{E}} = \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \dot{E}_x}{\partial \phi} - \frac{\partial \dot{E}_{\phi}}{\partial x}\right) e_r + \left(\frac{\partial \dot{E}_r}{\partial x} - \frac{\partial \dot{E}_x}{\partial r}\right) e_{\phi} + \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \left(r \dot{E}_{\phi}\right)}{\partial r} - \frac{1}{r} \frac{\partial \dot{E}_r}{\partial \phi}\right) e_x = \operatorname{rot}_{\phi} \dot{E}_x = -\frac{d \dot{E}_x}{dr} = -j\omega \dot{B}_{\phi}.$$

Угловую составляющую вектора магнитной индукции определим, как и в предыдущем подходе:

$$\dot{B}_{\phi} = \frac{j\omega\mu_0 \dot{I}}{2\pi} \left(\frac{1}{r} + \frac{1}{2a-r}\right).$$

Для определения ЭДС, наведенной в любой точке оболочки кабеля, нужно решить дифференциальное уравнение

$$\frac{d\dot{E}_x}{dr} = \frac{j\omega\mu_0\dot{I}}{2\pi} \left(\frac{1}{r} + \frac{1}{2a-r}\right)$$

с учетом условия, что напряженность электрического поля на плоскости отображения равна нулю, т. е. $\dot{E}_x\Big|_{r=a-b}=0$. Тогда

$$\int_{0}^{\dot{E}_{x}} d\dot{E}_{x} = \frac{j\omega\mu_{0}\dot{I}}{2\pi} \int_{a}^{a-b} \left(\frac{1}{r} + \frac{1}{2a-r}\right) dr$$

И

$$\dot{E}_{x} = \frac{j\omega\mu_{0}\dot{I}}{2\pi} \left[\ln \frac{a-b}{a} - \ln \frac{a+b}{a} \right] = -\frac{j\omega\mu_{0}\dot{I}}{2\pi} \ln \frac{a+b}{a-b}.$$
(3)

По известному значению напряженности электрического поля (3) легко определить значение наведенной ЭДС на любом участке кабеля. Для участка, длина которого равна *l*, индуцированная ЭДС равна

$$\dot{E} = \dot{E}_x l = -\frac{j\omega\mu_0 \dot{I}}{2\pi} l \ln \frac{a+b}{a-b},$$

что совпадает с полученным ранее результатом.

Таким образом, показаны два подхода к решению задачи наведения ЭДС в оболочке подземного кабеля. В первом «интегральном» подходе требуется выбрать контур интегрирования. Конфигурация этого контура очевидна только в случае, когда оба объекта (и провод с током, и провод, в котором индуцируется ЭДС) расположены параллельно друг другу в одной плоскости. После определения суммарного значения ЭДС в выбранном (часто воображаемом) контуре для определения ЭДС на заданном участке требуется провести дополнительные расчеты. Второй подход не требует выбора контура интегрирования и позволяет получать значения ЭДС непосредственно по значениям напряженности электрического поля на произвольном участке кабеля. При использовании второго подхода требуется найти решение дифференциального уравнения.

На рис. 6 показаны действующие напряжения, наводимые током в проводе высоковольтной линии в оболочке кабеля, заглубленного в почву на расстояние $h_2 = 0,5$ м, в зависимости от удельного сопротивления грунта. Результаты расчетов получены для участка кабеля, длина которого равна 1 км. Высота подвеса провода с током над землей была принята в расчете $h_1 = 15$ м. Действующее значение тока в проводе 1 кА. Как и ожидалось, с увеличением удельного сопротивления грунта, наводимые в оболочке кабеля напряжения растут.



№ точки на графике	Тип грунта	Удельное сопротивление, Ом [.] м
1	песок	700
2	супесь	300
3	суглинок	100
4	чернозем	20
5	соленая вода	2



Выводы

Результатом представленной работы авторы считают не только показанные решения поставленных задач. Рассмотренные в работе задачи достаточно простые, их решение легко получить, применяя оба подхода описанные выше. Авторы считают, что значение работы имеет не только прикладной производственный характер, но и методологический. Авторы надеются, что представленные подходы к решению задач подобного типа в электротехнике и электроэнергетике помогут формированию правильного понимания у исследователей свойств электромагнитного поля.

Список литературы

- Deembedding and unterminating microwave fixtures with the genetic algorithm / A. S. Adalev, N. V. Korovkin, M. Hayakawa, J. B. Nitsch // (2006) IEEE Transactions on Microwave Theory and Techniques. – 2006. – vol. 54(7), no. 1650456. – pp. 3131– 3139.
- Identification of electric circuits described by ill-conditioned mathematical models / A. S. Adalev, N. V. Korovkin, M. Hayakawa // IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers. – 2006. – vol. 53 (1). – pp. 78–91.
- Compact power high-voltage pulse capacitor for quasi-rectangular nanosecond impulses formation / G. Kuchinsky, M. Kozhevnikov, O. Schilin, L. Vekhoreva, N. Korovkin, E. Selina, A. Potienko // Digest of Technical Papers-IEEE International Pulsed Power Conference. – 1999. – vol. 2. – pp. 1449–1452.
- Теоретические основы электротехники в 3 томах / К. С. Демирчян, Л. Р. Нейман, Н. В. Коровкин. – Москва – Санкт-Петербург: Питер, 2004.

Коровкин Николай Владимирович, д-р техн. наук, профессор, профессор Высшей школы высоковольтной энергетики Института энергетики Санкт-петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: nikolay.korovkin@gmail.com

Миневич Татьяна Геннадьевна, канд. техн. наук, доцент, доцент Высшей школы высоковольтной энергетики Института энергетики Санкт-петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: tm_21@rambler.ru

УДК 621.314 К. Э. Кошевой, Т. Г. Красильникова Исследование условий ликвидации неустойчивых однофазных коротких замыканий в линиях СВН с установками продольной компенсации

Рассматриваются вопросы однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) в транспонированной линии сверхвысокого напряжения (СВН), оснащенной установками продольной компенсации (УПК), 3-лучевыми и 4-лучевыми шунтирующими реакторами (ШР). Разрабатывается алгоритм для расчета вторичных токов дуги (ВТД) и восстанавливающихся напряжений (ВН). Выясняются особенности осуществления ОАПВ при авариях на различных шагах транспозиции.

Ключевые слова: транспонированная линии СВН, 4-лучевые ШР, УПК, ОАПВ, восстанавливающееся напряжение, вторичный ток дуги, бестоковая пауза.

Введение

В [1] была обоснована схема дальней электропередачи (ДЭП) класса 500 кВ и длиной линии 1 000 км с использованием двух установок продольной компенсации, равномерно распределенных в средней части линии. В дальнейшем было показано, что допустимая несимметрия режима обеспечивается лишь при транспозиции линии. В данной статье решается проблема ликвидации неустойчивых наиболее вероятных однофазных коротких замыканий.

Для станции, работающей на ДЭП, важно обеспечивать быструю ликвидацию однофазных коротких замыканий (ОКЗ) путем использования ОАПВ. Для ВЛ СВН более 70% ОКЗ являются неустойчивыми и могут сами ликвидироваться в бестоковую паузу.

Успешность ОАПВ определяется характеристиками вторичной дуги в длинных промежутках и эффективностью методов снижения вторичного тока дуги (ВТД) и восстанавливающегося напряжения (ВН).

Вторичная дуга подпитывается через емкостную и индуктивную связи поврежденной фазы со здоровыми фазами в паузу ОАПВ. При оснащении ВЛ шунтирующими реакторами отключенная фаза будет физически связана со здоровыми фазами через 4-лучевой ШР.

Гашение вторичной дуги определяется ВТД, протекающим в дуге до ее гашения ($I_{\rm д}$) и ВН, возникающим в месте вторичной дуги после ее гашения ($U_{\rm BH}$). В [2] показано, что среднее время гашения дуги зависит от установившегося ВТД. Зависимость допустимой длительности паузы ОАПВ показана на рис. 1.



Рис. 1. Допустимая длительность паузы ОАПВ в зависимости от амплитуды вынужденной составляющей ВТД

Необходимо также принимать во внимание степень загрузки линии и увеличение угла между напряжениями по концам линии во время динамического перехода, достигающего величин $\delta \approx 2\lambda$, где λ – электрическая длина линии.

Имеется много работ, посвященных проблеме ликвидации неустойчивых ОКЗ. При этом адекватное моделирование линии является необходимым условием для получения корректных результатов. В следующем разделе описывается методика, использующая теорию 8-полюсников, для надлежащего учета транспозиции линий.

Анализ выполняется для ВЛ 500 кВ с горизонтальным расположением фаз с одним циклом транспозиции. ВЛ 500 кВ имеет следующие геометрические параметры: межфазовое расстояние – 12 м; средняя высота подвеса фаз – 15 м; межтросовое расстояние – 13 м; средняя высота подвеса тросов – 24 м; шаг расщепления – 0,4 м; конструкция фазы 3×AC-400; конструкция троса – AC-70. На рис. 2 показана схема дальней электропередачи с транспонированной линией в трехфазном изображении, вытекающая из [1], применительно к которой рассматривается вопрос ликвидации неустойчивых ОКЗ в паузу ОАПВ.



Рис. 2. Полная трехфазная схема для расчета ВДТ и ВН

Алгоритм расчета ВТД и ВН в линии с реальной транспозицией

Наиболее универсальным методом расчета является матричный метод, в котором линия и другие элементы электропередачи представляются в фазных координатах [3–7].

Для получения общей картины достаточно оценить ВТД в узловых точках 1', 3, 4, 5, 6, 2'. На рис. 3 представлена схема для расчета ВТД в *i*-м узле в виде каскадного соединения отдельных участков, каждый из которых замещается соответствующим 8-полюсником (на рис. 3 ВТД обозначен как $I_{д}$).



Рис. 3. Эквивалентная схема для расчета ВТД и ВН

$$\mathbf{M}_{12} = \mathbf{M}_{1i} \mathbf{M}_{\mu} \mathbf{M}_{i2} \,. \tag{1}$$

Соответствующие формулы для отдельных участков M_{1i} , M_{i2} зависят от положения *i*-го узла и, например, для узла 4 на основании рис. 2 имеют вид:

$$\mathbf{M}_{14} = \mathbf{M}_{B}\mathbf{M}_{T}\mathbf{M}_{IIIP1}\mathbf{M}_{III}\mathbf{M}_{IIIP3}\mathbf{M}_{YIIK}\mathbf{M}_{IIIP4}, \\ \mathbf{M}_{42} = \mathbf{M}_{T}\mathbf{M}_{III}\mathbf{M}_{IIIP5}\mathbf{M}_{YIIK}\mathbf{M}_{IIIP6}\mathbf{M}_{T}\mathbf{M}_{III}\mathbf{M}_{IIIP2}\mathbf{M}_{B}$$

$$(2)$$

Соответствующие матрицы в формулах (1, 2) определяются следующим образом. Полная матрица транспозиции:

$$\boldsymbol{M}_{\mathrm{T}} = \begin{vmatrix} \mathbf{T} & \mathbf{0}_{3} \\ \mathbf{0}_{3} & \mathbf{T} \end{vmatrix}, \tag{3}$$

где $\mathbf{T} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{vmatrix}$ – матрица транспозиции, $\mathbf{0}_3 = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$ – нулевая матрица 3-го порядка.

Полная матрица нетранспонированного участка линии имеет вид:

$$\mathbf{M}_{\mathrm{m}} = \begin{vmatrix} \mathbf{A}_{\mathrm{m}} & \mathbf{B}_{\mathrm{m}} \\ \mathbf{C}_{\mathrm{m}} & \mathbf{D}_{\mathrm{m}} \end{vmatrix},$$

rge $\mathbf{A}_{\mathrm{m}} = \begin{bmatrix} A_{\mathrm{m}a} & A_{\mathrm{m}ab} & A_{\mathrm{m}ac} \\ A_{\mathrm{m}ba} & A_{\mathrm{m}b} & A_{\mathrm{m}bc} \\ A_{\mathrm{m}ca} & A_{\mathrm{m}cb} & A_{\mathrm{m}c} \end{vmatrix}, \quad \mathbf{B}_{\mathrm{m}} = \begin{bmatrix} B_{\mathrm{m}a} & B_{\mathrm{m}ab} & B_{\mathrm{m}ac} \\ B_{\mathrm{m}ba} & B_{\mathrm{m}b} & B_{\mathrm{m}bc} \\ B_{\mathrm{m}ca} & B_{\mathrm{m}cb} & B_{\mathrm{m}c} \end{vmatrix},$
 $\mathbf{C}_{\mathrm{m}} = \begin{bmatrix} C_{\mathrm{m}a} & C_{\mathrm{m}ab} & C_{\mathrm{m}ac} \\ C_{\mathrm{m}ba} & C_{\mathrm{m}b} & C_{\mathrm{m}bc} \\ C_{\mathrm{m}ca} & C_{\mathrm{m}cb} & C_{\mathrm{m}c} \end{vmatrix}, \quad \mathbf{D}_{\mathrm{m}} = \begin{bmatrix} D_{\mathrm{m}a} & D_{\mathrm{m}ab} & D_{\mathrm{m}ac} \\ D_{\mathrm{m}ba} & D_{\mathrm{m}bc} & D_{\mathrm{m}bc} \\ D_{\mathrm{m}ca} & D_{\mathrm{m}b} & D_{\mathrm{m}c} \end{bmatrix} -$

1.4

матричные фазные коэффициенты для шага транспозиции.

Полная матрица шунтирующего реактора, включая нулевой реактор в его нейтрали:

$$\mathbf{M}_{\mathrm{IIIP}} = \begin{vmatrix} \mathbf{1}_{3} & \mathbf{0}_{3} \\ \mathbf{Y}_{\mathrm{IIIP}\,\phi} & \mathbf{1}_{3} \end{vmatrix},\tag{5}$$

где
$$\mathbf{Y}_{\text{III P}\phi} = \mathbf{Z}_{\text{III P}\phi}^{-1}$$
, $\mathbf{Z}_{\text{III P}\phi} = \begin{vmatrix} Z_{\text{III P}} + jX_{\text{H}} & jX_{\text{H}} \\ jX_{\text{H}} & Z_{\text{III P}} + jX_{\text{H}} & jX_{\text{H}} \\ jX_{\text{H}} & jX_{\text{H}} & Z_{\text{III P}} + jX_{\text{H}} \end{vmatrix}$;

*Z*_{ШР} – фазное сопротивление собственно шунтирующего реактора;

*X*_н – сопротивление нейтрального реактора.

Полная матрица УПК:

$$\mathbf{M}_{\mathrm{YIIK}} = \begin{vmatrix} \mathbf{l}_{3} & \mathbf{Z}_{\mathrm{YIIK}\,\phi} \\ \mathbf{0}_{3} & \mathbf{1}_{3} \end{vmatrix},\tag{6}$$

где $\mathbf{Z}_{\text{УПК}\phi} = \begin{vmatrix} Z_{\text{УПК}} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{\text{УПК}} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{\text{УПК}} \end{vmatrix}$, $Z_{\text{УПК}} - \phi$ азное сопротив- $a \leftarrow \Box$ $b \leftarrow \Box$

На рис. 4 показана схема моделирования коммутационного состояния выключателя «в». Если $R_v = 0$, то это соответствует включенному состоянию фазы v. А при $R_v \rightarrow \infty$ будет моделироваться разомкнутое состояние. Для проводимого анализа достаточно принять $R_v = 10^6$ Ом.



Рис. 4. Моделирование коммутационного состояния выключателя

Соответственно полная матрица состояния выключателя выглядит:

$$\mathbf{M}_{\mathrm{B}} = \begin{vmatrix} \mathbf{1}_{3} & \mathbf{R}_{\mathrm{B}} \\ \mathbf{0}_{3} & \mathbf{1}_{3} \end{vmatrix},\tag{7}$$

где $\mathbf{R}_{_{\mathrm{B}}} = \begin{vmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_b & 0 \\ 0 & 0 & R_c \end{vmatrix}$ – матрица состояния выключателя.

(4)

Например, для $\mathbf{R}_{_{\mathrm{B}}} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 10^6 \end{vmatrix}$, фазы *а* и *b* включены, а фаза *c* отключена.

Полная фазная матрица дуги имеет вид:

$$\mathbf{M}_{\mu} = \begin{vmatrix} \mathbf{1}_{3} & \mathbf{0}_{3} \\ \mathbf{G}_{\mu} & \mathbf{1}_{3} \end{vmatrix}, \tag{8}$$

где $\mathbf{G}_{_{\pi}} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1/R_{_{\pi}} \end{vmatrix}$ – матрица дуги для фазы *a* на первом шаге транспозиции.

Проводимость дуги занимает соответствующее место на главной диагонали матрицы дуги в зависимости от фазы, на которой имеет место дуга, и шага транспозиции.

ВТД зависит от сопротивления вторичной дуги, которое является нелинейной функцией ВТД. Принимая во внимание модель дуги, представленную в [8], сопротивление дуги можно аппроксимировать следующим выражением:

$$R_{\mu} = \frac{A}{I_{\mu}^{\alpha}}$$
, где $\alpha = 1,4$; $A \approx 1,3 \cdot 10^5$ для ВЛ 500 кВ. (9)

При определении вероятности успешного ОАПВ возникает вопрос, каким сопротивлением должна учитываться дуга. При ОКЗ, когда ток достигает десятки кА, сопротивление первичной дуги не превышает 10 Ом. После отключения аварийной фазы ток дуги быстро затухает (за 4–5 периодов), и сопротивление вторичной дуги находятся в диапазоне 500–2 000 Ом. С другой стороны, входное сопротивление схемы относительно места повреждения при отключенной аварийной фазе с двух сторон на порядок превышает сопротивление дуги, т. е. сопротивление дуги не оказывает заметное влияние на ВТД и при дальнейших расчетах принимается равным 1 000 Ом.

Алгоритм для определения ВТД строится следующим образом. Сначала определяется полная фазная матрица всей схемы и участка *i*₂ согласно (1).

Далее определяются соответствующие подматрицы этих полных матриц.

$$\mathbf{A}_{12} = submatrix(\mathbf{M}_{12}, 0, 2, 0, 2),
\mathbf{B}_{12} = submatrix(\mathbf{M}_{12}, 0, 2, 3, 5),
\mathbf{A}_{12} = submatrix(\mathbf{M}_{12}, 0, 2, 0, 2),
\mathbf{B}_{12} = submatrix(\mathbf{M}_{12}, 0, 2, 3, 5).$$
(10)

Определив вектор-столбец фазных токов в конце схемы

$$\mathbf{I}_{2\phi} = \mathbf{B}_{12}^{-1} (\mathbf{U}_{1\phi} - \mathbf{A}_{12} \mathbf{U}_{2\phi}), \qquad (11)$$

где $\mathbf{U}_{1\phi} = \frac{525}{\sqrt{3}} e^{i\delta} \begin{vmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{vmatrix}$, $\mathbf{U}_{2\phi} = \frac{500}{\sqrt{3}} \begin{vmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{vmatrix}$ – вектор-столбцы заданных напряжений в узлах 1 и 2,

 $a = e^{i2\pi/3}$, – найдем вектор-столбец фазных напряжений в *i*-м узле в месте горения дуги:

$$\mathbf{U}_{i\phi} = \mathbf{A}_{i2}\mathbf{U}_{2\phi} + \mathbf{B}_{i2}\mathbf{I}_{2\phi} \,. \tag{12}$$

Далее определяем напряжение в месте горения вторичной дуги $U_{I_{\pi}}$ и соответственно амплитуду вторичного тока дуги:

$$I_{i\mu} = \sqrt{2} \frac{U_{i\mu}}{R_{\mu}}.$$
(13)

Заметим, что полагая в (8) $R_{\rm d} \rightarrow \infty$ (практически достаточно принять $R_{\rm d} = 10^6$ Ом), найдем из (12) ВН на аварийной фазе после гашения вторичной дуги.

Анализ ВТД и ВН при реальной транспозиции ВЛ

Основываясь на предложенном алгоритме, проанализируем условия гашения вторичной дуги для ВЛ 500 кВ при возникновении аварий в различных точках схемы. Реактивная мощность ШР составляет 180 Мвар.

Сначала рассмотрим необходимые условия, при которых гарантируется успешное ОАПВ. Длительность паузы успешного ОАПВ примем в диапазоне 0,5–1,0 с, что требует удовлетворение условия

$$I_{\rm BTД} \le 10 - 45 A_{\rm amm}$$
 (14)

Второе обстоятельство, которое должно приниматься в расчет, это создание приемлемых условий для работы защитных аппаратов ОПН, установленных для защиты оборудования, в паузу ОАПВ.

После гашения дуги имеет место реакция отключенной фазы, обусловленная взаимодействием емкостных и индуктивных элементов электропередачи. ВН имеет форму биений, поскольку свободная частота близка к промышленной частоте.

Как показано в [9], для ВЛ 500 кВ допустимая величина вынужденной составляющей ВН оценивается величиной $U_{\rm BH \ дon} = 230$ кВ, и соответственно должно выполнятся условие

$$U_{\rm BH} \le U_{\rm BH\, \rm gon} \,. \tag{15}$$

Основным средством для снижения ВТД является включение нулевых реакторов в нейтрали ШР.

На рис. 5 представлены результаты расчетов ВДТ в точке 2' при аварии в фазе *а* при установке нулевых реакторов для ШР1 и ШР2 по концам электропередачи.

Из рис. 5 видно, что минимальные значения ВТД имеют место при $X_{\rm H1} = X_{\rm H2} =$ = 1 700 Ом. Однако в этом случае напряжение на нейтралях ШР превышает допустимый уровень, который для изоляции класса 35 кВ по данным [10] составляет 85 кВ. На рис. 6 показана зависимость напряжения на нейтрали ШР1 от сопротивления нейтрального реактора.

Для обеспечения допустимого уровня напряжения на нейтрали ШР1 и ШР2 необходимо снизить сопротивления нулевых реакторов до $X_{\rm H1} = 800$ Ом и $X_{\rm H2} = 1\,000$ Ом. В этом случае ВТД при аварии в любом пункте линии не будет превышать значения 30 А, при котором необходимая длительность паузы ОАПВ составит 0,7 с, что в общем удовлетворяет условию (14).







Рис. 6. Напряжение на нейтрали ШР1 в зависимости от сопротивления нулевого реактора

Анализ ВН во всех пунктах электропередачи показал, что условие (15) удовлетворяется. В качестве примера на рис. 7 показана зависимость ВН в пункте 2' от углового сдвига концевых напряжений (авария в фазе *a*).

Оценим влияние угла б на ВТД при использовании нулевых реакторов в нейтралях ШР, установленных по концам аварийного участка. На рис. 8 представлены результаты расчетов ВДТ в точке 2' (авария в фазе *a*) при установке нулевых реакторов для ШР1 и ШР2 по концам участка электропередачи.



Рис. 7. Зависимость ВН в точке установки ШР2 от углового сдвига концевых напряжений

Из рис. 8 видно, что ВТД мало зависят от $U_{\text{и, кB}}$ угла δ , не превышают 30 A и удовлетворяют условию (14). Что касается напряжения на нейтрали ШР1 и ШР2, то оно не превышает допустимый уровень при сопротивлении нулевых реакторов $X_{\text{н1}} = 800 \text{ Ом и } X_{\text{н2}} = 1 000 \text{ Oм (рис. 9)}.$

Таким образом, из двух рассмотренных вариантов ограничения ВТД приемлемым оказывается вариант с использованием различных нейтральных реакторов в ШР1 и ШР2 по концам электропередачи. В этом варианте напряжения на нейтралях ШР1 и ШР2 остаются в норме.



Рис. 8. Зависимость ВТД в узле 2' от углового сдвига концевых напряжений



Рис. 9. Напряжение на нейтрали ШР2 в зависимости от сопротивления его нулевого реактора *X*_{н2} = 1 000 Ом

Заключение

В данной статье обоснован метод для анализа ОАПВ в транспонированной линии СВН, оснащенной установками продольной компенсации, 3- и 4-лучевыми шунтирующими реакторами. Предлагаемый алгоритм позволяет рассчитывать восстанавливающиеся напряжения (ВН) и вторичные токи дуги (ВТД) в промежуточных точках

аварийной фазы, принимая в расчет реальную транспозицию линии с горизонтальным расположением фаз.

Доказывается, что использование одинаковых нулевых реакторов в нейтралях ШР, установленных по концам линии, недостаточно для эффективного ограничения ВТД при допустимых напряжениях на нейтралях ШР. В этом отношении предпочтение следует отдать варианту, в котором в концевых пунктах электропередачи устанавливаются нулевые реакторы с разным сопротивлением $X_{\rm H1} = 800$ Ом и $X_{\rm H2} = 1000$ Ом.

Список литературы

- 1. Самородов Г. И., Красильникова Т. Г., Кошевой К. Э. Пропускная способность дальних электропередач с установкой продольной компенсации / Г. И. Самородов, Т. Г. Красильникова, К. Э. Кошевой // Электричество. – 2020. – № 3. – С. 12–17.
- Рашкес В. С. Обобщение эксплуатационных данных эффективности ОАПВ ВЛ СВН и опытных данных времени гашения дуги подпитки / В. С. Рашкес // Электрические станции. – 1989. – №3. – С. 65–72.
- 3. Взаимовлияние двухцепных воздушных линий и их воздействие на режим электрических систем / М. Ш. Мисриханов, В. А. Попов, Н. Н. Якимчук, Р. В. Медов // Электрические станции. 2001. № 2. С. 52–58.
- 4. Берман А. П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат / А. П. Берман // Электричество. – 1985. – № 12. – С. 6–12.
- 5. Гусейнов А. М. Расчет в фазных координатах несимметричных установившихся режимов в сложных системах / А. М. Гусейнов // Электричество. 1989. № 3. С. 1–7.
- Физико-технические основы дальних электропередач переменного тока: монография / Т. Г. Красильникова, Г. И. Самородов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2019. – 300 с.
- Технико-экономические вопросы дальних электропередач переменного тока: монография / Т. Г. Красильникова, Г. И. Самородов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2021. – 331 с.
- Terzija V. V., Koglin H. J. On the modeling of long arc in still air and arc resistance calculation / V. V. Terzija, H. J. Koglin // IEEE Transaction on Power Delivery. – 2004. – vol. 19, no 3.
- Самородов Г. И., Красильникова Т. Г. Методика анализа ликвидации неустойчивых однофазных коротких замыканий в транспонированных линиях CBH / Г. И. Самородов, Т. Г. Красильникова. – Новосибирск: АПЭП, 2018.
- 10. Процессы при однофазном автоматическом повторном включении линий высоких напряжений / [под ред. М. Л. Левинштейна]. Москва: Энергоатомиздат, 1991. 256 с.

Кошевой Константин Эдуардович, диспетчер оперативного отдела оперативно-диспетчерской службы Филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа» (Тюменское РДУ).

E-mail: Koshevoy-KE@tumrdu.so-ups.ru

Красильникова Татьяна Германовна, д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. E-mail: tatka552005@yandex.ru

УДК 621.314

А. С. Брилинский, Г. А. Евдокунин, Е. А. Старухина, А. В. Сюткин Расчет температуры литой изоляции трансформатора при феррорезонансных процессах

Случаи повреждения сухих трансформаторов, связанные с оплавлением литой изоляции их обмоток, задымлением и срабатыванием пожарной сигнализации, стали поводом для изучения причин подобных аварий. Для анализа происходящих электромагнитных процессов в сети и тепловых процессов в трансформаторе были разработаны компьютерные модели трансформатора данного типа, которые позволяют исследовать феррорезонансные процессы в распределительных сетях и определять их влияние на нагрев изоляции в трансформаторе. В результате проведенных исследований процессов в трансформаторах с литой изоляцией, было выявлено, что некоторые аварийные режимы могут приводить к значительному увеличению тока в обмотках и, как следствие, к тепловому повреждению изоляции.

Ключевые слова: моделирование, сухой трансформатор, нагрев, феррорезонанс.

Введение

В России до середины прошлого века в электрических сетях среднего напряжения использовались преимущественно масляные трансформаторы. Это было обусловлено их сравнительно небольшой стоимостью. Тем не менее у данного оборудования есть недостатки: пожароопасность, значительный вред экологии в случае утечки трансформаторного масла. К тому же необходимо постоянно контролировать качество и уровень жидкого диэлектрика, что усложняет эксплуатацию масляных трансформаторов и затрудняет их установку на объектах, расположенных вблизи жилых зданий.

В последнее время появилась тенденция к использованию сухих трансформаторов, которые отличаются малыми габаритами, высокой пожаробезопасностью и экологичностью. Магнитная система и обмотки таких трансформаторов не погружены в изоляционную жидкость. Для сухих трансформаторов с воздушно-барьерной изоляцией основной изолирующей и охлаждающей средой является атмосферный воздух, а у сухих трансформаторов с литой изоляцией эту роль выполняет электроизоляционный компаунд.

Даже в случае возгорания изоляция таких трансформаторов не выделяет вредных и токсичных газов. К тому же литая изоляция не подвержена воспламенению и обладает свойствами самогашения. Трансформаторы с литой изоляцией могут устанавливаться в местах, требующих повышенной безопасности (метро, шахтах, кинотеатрах, жилых и общественных зданиях), в непосредственной близости от центра нагрузки (на промышленных предприятиях, химических производствах, металлургических комбинатах), в местах с повышенными требованиями к охране окружающей среды (на атомных станциях, в курортных зонах, на водозаборных станциях и спортивных сооружениях). При этом дополнительные противопожарные мероприятия не требуются.

Из-за особенности конструкции сухие трансформаторы с литой изоляцией чувствительны к перегрузкам [1]. Кратковременная перегрузка трансформатора может привести к его повреждению и нарушению электроснабжения потребителей.

Поводом для написания данной статьи послужила информация об авариях, связанных с повреждением трансформаторов типа ТЛС, при которых происходили термические повреждения обмоток и оплавление литой изоляции с последующим задымлением и срабатыванием пожарной сигнализации.

1. Описание конструкции трансформатора

Рассмотрим сухой трансформатор с литой изоляцией ТЛС-63-10/0,23. Для исследования режимов работы трансформатора, в которых имеет место опасное для изоляции значительное увеличение токов в его обмотках, необходимо создать компьютерную модель трансформатора, учитывающую нелинейную характеристику намагничивания стального магнитопровода.

Для анализа распределения температуры в обмотках трансформатора необходимо создать подробную модель, учитывающую взаимное размещение магнитопровода, обмоток ВН и HH, а также изоляции из компаунда.

На рис. 1 и 2 изображена конструкция моделируемого трансформатора с литой изоляцией. Серым цветом обозначен шихтованный магнитопровод из листов электротехнической стали, оранжевым – обмотки ВН и НН, выполненные медными про-



Рис. 1. Конструкция трансформатора ТЛС-63

водами круглого и прямоугольного сечения соответственно, зеленым – литая изоляция обмоток из эпоксидного компаунда.



Рис. 2. Увеличенное изображение обмоток ВН и НН трансформатора ТЛС-63

2. Моделирование электромагнитных переходных процессов

Распределительные сети, состоят из оборудования (например, кабельные и воздушные линии электропередачи), которое можно представить в виде линейных элементов – индуктивностей, емкостей и активных сопротивлений, а также из оборудования с нелинейными параметрами. Одним из таких видов оборудования и являются трансформаторы, электрические схемы замещения которых содержат нелинейные индуктивности, характеристика намагничивания которых определяется типом стали магнитопровода.

В подобных схемах при определенных условиях может возникать феррорезонанс, который характеризуется значительными повышениями напряжения на элементах оборудования и токов в них [2].

Отличительными особенностями феррорезонансных процессов можно назвать:

- возможность возникновения феррорезонанса определяется множеством параметров, в том числе: параметрами линейных и нелинейных элементов в рассматриваемом контуре, значением приложенного напряжения, а также начальными условиями;
- при феррорезонансных процессах возникают искажения синусоидальной формы кривой напряжения на элементах контура и токов в них;

 влияние на характер процессов в сложных контурах оказывают электромагнитные связи между элементами, которые могут создаваться, например, наличием общей для всех трех фаз магнитной системы трансформаторов.

В сети с изолированной нейтралью причиной возникновения феррорезонанса могут быть неполнофазные режимы питания силовых трансформаторов, которые в свою очередь могут возникать из-за перегорания плавких вставок высоковольтных предохранителей в одной или двух фазах, неполнофазных коммутаций выключателями, обрывов проводов воздушных линий [2].

2.1. Компьютерная модель трансформатора для расчета электромагнитных переходных процессов

Для исследования электромагнитных переходных процессов составим схему замещения магнитной цепи исследуемого трансформатора, которая формируется из источников МДС, линейных и нелинейных магнитных сопротивлений. Нелинейные магнитные сопротивления представляют пути магнитных потоков в элементах стального магнитопровода (в стрежнях и ярмах), а линейные – пути рассеяния магнитных потоков вне стального сердечника. Принятая модель магнитной системы трансформатора является отражением его реальной конструкции [3].

Магнитная цепь трансформатора задается узлами и наиболее значимыми путями (ветвями) распределения магнитного потока, которые должны аппроксимировать картину магнитного поля в соответствии с физическим представлением о ней. Характерные точки (узлы) магнитной системы трансформатора пронумерованы числами от 0 до 5 (рис. 3). При этом образуются пути прохождения магнитных потоков в стержнях и ярмах магнитопроводов, а также по воздуху и компаунду (потоки рассеяния).



Рис. 3. Плоское изображение магнитной системы трансформатора

Обозначения и направления магнитных потоков даны на рис. 3: где Φ_{Ac} , Φ_{Bc} , Φ_{Cc} представляют собой потоки в стержнях магнитопровода и обозначены индексом «*c*»; Φ_{AB} , Φ_{BC} , Φ_{CB} , Φ_{BA} – потоки в ярмах магнитопровода; Φ_{sAB} , Φ_{sBC} , Φ_{sCB} , Φ_{sBA} , Φ_{s13} – потоки рассеяния вне магнитопровода трансформатора; Φ_{sHA} , Φ_{sLA} , Φ_{sHB} , Φ_{sLB} , Φ_{sHC} , Φ_{sLC} – потоки рассеяния в изоляционных промежутках между обмотками, которые промаркированы в соответствии с обозначением обмоток: *H* – обмотка BH, *L* – обмотка HH.

Условно положительные направления магнитных потоков на участках магнитной системы обозначены стрелками. Плоское изображение магнитной системы

исследуемого трансформатора представлено в виде поперечного сечения магнитопровода и обмоток (рис. 3).

Указанным магнитным путям могут быть поставлены в соответствие магнитные сопротивления и схема замещения магнитной цепи. Индексы магнитных сопротивлений такие же, как и у соответствующих магнитных потоков. На рис. 4 черным цветом изображена схема замещения магнитных цепей трансформатора. Схема содержит нелинейные магнитные сопротивления, для которых $\mu = f(B)$, представляющие пути магнитных потоков в элементах стального магнитопровода (в стержнях). Остальные магнитные сопротивления – линейные, для них $\mu = \text{const.}$

Далее, воспользовавшись принципом дуальности магнитных и электрических цепей [4], магнитная цепь преобразуется в соответствующую ей электрическую (на рис. 4 изображена красным цветом). При этом параметры нелинейных индуктивностей в программном комплексе для расчета электромагнитных переходных процессов задаются в виде вебер-амперной характеристики.



Рис. 4. Схема замещения магнитных и электрических цепей трансформатора

Таким образом, могут быть определены значения для всех элементов схемы замещения электрических цепей трансформатора. Также необходимо учитывать активные сопротивления обмоток на промышленной частоте, информация о которых также предоставляется производителем по результатам собственных испытаний.

Стоит отметить универсальность данного подхода и возможность его применения для создания модели трансформатора в любом программном комплексе для расчета электромагнитных переходных процессов.

2.2. Расчет переходных процессов в распределительной сети

Феррорезонансные процессы в распределительной сети с трансформаторами с литой изоляцией могут проявляться при определенных соотношениях нелинейных индуктивностей трансформатора и параметров сети, а именно при определенных значениях тока замыкания на землю в этой сети и емкости питающего трансформатор присоединения. Для моделирования данных явлений в программном комплексе EMTP была создана модель распределительной сети, изображенная на рис. 5. Питание осуществляется через трансформатор со схемой соединения обмоток Δ /Y-0, нейтраль в сети 10 кВ изолирована. Исследуемый трансформатор подключен к сети с помощью линии электропередачи с распределенными параметрами (на рис. 5 обозначена как «фидер»). Линия электропередачи, обозначенная как «сеть», моделирует остальные присоединения в распределительной сети. Исследуемый трансформатор с литой изоляцией не нагружен.



Рис. 5. Модель распределительной сети с трансформатором с литой изоляцией для расчета феррорезонансных процессов в программном комплексе ЕМТР

Для определения наиболее опасных феррорезонансных процессов с точки зрения величины тока, протекающего в обмотках трансформатора, были проведены расчеты несимметричных режимов работы (обрывов фаз, замыкания фазы на землю) при различной протяженности линии питающего трансформатор присоединения и варьировании величины тока замыкания на землю сети.

Среди исследованных режимов наибольшие кратности токов выявлены при об-

рыве фазы и замыкании ее на землю вблизи нагрузки. Ниже приведены результаты расчетов электромагнитных переходных процессов для данного режима: на рис. 6 приведена осциллограмма магнитной индукция в стержнях трансформатора, на рис. 7 приведены осциллограммы токов в обмотках ВН трансформатора, на рис. 8 приведено среднеквадратичное значение тока в обмотке ВН для фазы *А*.

На рис. 6 приведена осциллограмма магнитной индукции в стержне магнитопровода трансформатора при обрыве фазы и замыкании ее на землю вблизи нагрузки. Амплитудное значение индукции достигает 2,7 Тл, что выходит за рабочий участок кривой намагничивания и обуславливает нелинейность переходного процесса.







Рис. 7. Токи в обмотке ВН трансформатора при обрыве одной из фаз с замыканием ее на землю вблизи нагрузки

По осциллограммам тока на рис. 7 и 8 видно, что устанавливается квазистационарный режим, который может длительно существовать в сети с изолированной нейтралью. Среднеквадратичное значение токов в обмотках трансформатора в данном режиме работы достигает 6,2 A, что превышает его номинальный ток в 1,7 раза.



Рис. 8. Среднеквадратичная величина тока фазы *А* обмотки ВН при обрыве одной из фаз с замыканием ее на землю вблизи нагрузки

3. Моделирование тепловых процессов

3.1. Компьютерная модель трансформатора в COMSOL Multiphysics

Для расчета тепловых процессов в трансформаторе с литой изоляцией в *COMSOL Multiphysics* была создана его модель, конструкция которой соответствуют чертежу, приведенному на рис. 1 и 2, заданы геометрические размеры магнитопровода, обмоток и литой изоляции, дополнительно заданы материалы трансформатора и физические свойства окружающей среды (воздуха и изоляции): электропроводность, магнитная и диэлектрическая проницаемость, плотность, теплопроводность и т. д.

Для определения токов, протекающих в трансформаторе и вызывающих его нагрев, используется физический интерфейс *Magnetic fields* (Магнитные поля), позволяющий решать уравнения Максвелла через векторный магнитный потенциал [5]. В результате решения находится распределение магнитного поля и плотности тока в каждой точке расчетной области.

Основной частью интерфейса *Magnetic fields* является модуль *Ampere's Law* (Закон Ампера), добавляющий в расчет закон Ампера для магнитного поля и выражения, связывающие характеристики электрического и магнитного полей с векторным магнитным потенциалом:

$$E = -\partial \mathbf{A}/\partial t,\tag{1}$$

$$\nabla \times H = J,\tag{2}$$

$$B = \nabla \times A,\tag{3}$$

$$J = \sigma E. \tag{4}$$

Для задания тока в обмотках используется интерфейс *Coil*, который позволяет задать ток в каждом витке обмотки ВН и НН, а также количество витков и их поперечное сечение.

Расчет теплового поля осуществляется за счет физического интерфейса *Heat transfer in solids* (Теплопередача в твердых телах). Уравнения для расчета теплового баланса, решаемые с помощью данного интерфейса, имеют вид:

$$\rho C_p \cdot \partial T / \partial t + \rho \cdot C_p \mathbf{v} \cdot \nabla T + \nabla \cdot \mathbf{q} = Q; \tag{5}$$

$$\mathbf{q} = -k\nabla T,\tag{6}$$

где ρ – плотность, кг/м³; C_p – теплоемкость, Дж/(кг·К); **v** – вектор скорости, м/с; **q** – тепловой поток, Вт/м²; k – теплопроводность, Вт/(м·К); ρ – плотность, кг/м³.

Отвод тепла от трансформатора осуществляется в результате конвективного теплообмена с окружающим воздухом. Для моделирования данного процесса задается граничное условие на поверхности магнитопровода и компаунда:

$$-\mathbf{n} \cdot \mathbf{q} = -h(T_{\text{возд}} - T), \tag{7}$$

где h – коэффициент теплопередачи; **n** – вектор нормали к поверхности; $T_{возд}$ – температура окружающей среды (воздуха), К.

3.2. Расчет нагрева трансформатора

 Программный комплекс
 COMSOL

 Multiphysics
 позволяет
 произвести
 расчет

 нагрева отдельных частей трансформатора и
 180

 распределение
 температуры
 при
 заданных

 токах в его обмотках.
 Используя в качестве
 140

 исходных данных для расчетов тепловых
 100

 процессов в COMSOL
 Multiphysics расчет

 ные значения токов в обмотках из программ 60

 ного комплекса EMTP, было получено распределение температуры при обрыве одной
 20

 из фаз с замыканием ее на землю.
 расчетов тепловых





Как видно из рис. 9 температура, равная 155 °С и соответствующая пределу нагрева

обмоток трансформатора класса в соответствии с [6], достигается за 3 часа. Максимальная температура обмоток устанавливается через 20 часов и составляет 229 °С.

На рис. 10, *а* и б приведено распределение температуры в трансформаторе при обрыве одной из фаз с замыканием ее на землю через 3 часа и 20 часов соответственно.

Стоит отметить, что в соответствии с [7] время отключения однофазных замыканий на землю в воздушных сетях с изолированной нейтралью не нормируется. Из результатов





расчетов тепловых процессов в трансформаторе с литой изоляцией следует, что существование подобных повреждений в распределительной сети в течение нескольких часов может привести к повреждению трансформатора.

Заключение

Были проведены расчеты феррорезонансных процессов в распределительной сети с трансформатором с литой изоляцией и обнаружены аварийные режимы, при которых может возникать устойчивый феррорезонанс, сопровождающийся значительным увеличением токов в обмотках трансформатора (в 1,7 раз выше номинального значения). В результате выполнения расчетов тепловых процессов в обмотках трансформатора показано, что возникающие при устойчивом феррорезонансе токи могут стать причиной повреждения изоляции его обмоток.

Полученные результаты показывают необходимость реализации мероприятий для защиты трансформаторов с литой изоляцией от недопустимого перегрева. Одним из таких мероприятий может быть перевод распределительной сети на режим резистивного заземления нейтрали, что позволит ускорить поиск повреждения и быстро его отключить (с помощью простых токовых защит и индикаторов УТКЗ).

Список литературы

- 1. IEEE draft guide for loading dry-type distribution and power transformers / IEEE PC57.96/D6.3. 2013. 46 p. URL: https://reference.globalspec.com/standard/ 3796297/pc57-96-d6-3-aug-2013.
- Евдокунин Г. А, Титенков С. С. Резистивное заземление нейтрали сетей 6–10 кВ. /Г. А. Евдокунин, С. С. Титенков. – Санкт-Петербург: Изд-во Терция, 2009. – 264 с.
- Евдокунин Г. А., Дмитриев М. В. Моделирование переходных процессов в электрической сети, содержащей трансформаторы при учете конфигурации их магнитной системы / Г. А. Евдокунин, М. В. Дмитриев // Известия РАН. Сер. Энергетика. - 2009. – №2. – С.37–48.
- Arturi C. M. Transient simulation and analysis of a three-phase five-limb step-up transformer following an out-of-phase synchronization / C. M. Arturi // IEEE Transaction on Power Delivery. – 1991. – vol.6, 61. – pp. 196–207.
- 5. COMSOL Multiphysics Simulation Software: [сайт]. –URL: https://www.comsol.ru/ comsol-multiphysics (дата обращения: 04.10.2022).
- ГОСТ 54827-2011. Трансформаторы сухие. Общие технические условия : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 2012-12-01 / Федеральное государственное унитарное предприятие Всероссийский электротехнический институт имени В. И. Ленина. – Изд. официальное. – Москва: Стандартинформ, 2011. – 34 с.
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – Москва: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2013. – 348 с.

Брилинский Андрей Станиславович, канд. техн. наук, начальник отдела развития энергетических систем в г. Санкт-Петербурге Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: brilinskiy@ntcees.ru

Евдокунин Георгий Анатольевич, д-р техн. наук, профессор, профессор Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: evdg@etelecom.spb.ru

Старухина Екатерина Андреевна, специалист отдела развития энергетических систем в г. Санкт-Петербурге Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: staruhina_e@ntcees.ru

Сюткин Антон Владиславович, ассистент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: syutkin_av@spbstu.ru

УДК 621.3.013.22 С. Баган, В. М. Говор, А. Г. Калимов Моделирование распределений магнитного поля и плотности тока в сверхпроводниковых индуктивных накопителях энергии

Использование сверхпроводниковых индуктивных накопителей энергии (СПИН) из лент на основе высокотемпературных сверхпроводников второго поколения (2G ВТСП) является перспективным направлением для улучшения качества электроэнергии малых энергосистем ввиду целого ряда преимуществ перед традиционными системами накопления энергии. Однако для обеспечения высокой эффективности использования данного вида накопителей энергии требуется определение границ возможной эксплуатации, которые в основном обуславливаются параметрами ВТСП лент и конструкцией самого СПИНа. Расчет подобных эксплуатационных пределов плоских катушек (пэнкейков), которые являются неотъемлемой частью СПИНа, представляет собой нетривиальную задачу. В данной работе описан пример выполнения расчета магнитного поля ВТСП катушки. Приведенный подход сочетает применение T-А постановки электромагнитной задачи с гомогенизацией сверхпроводящей катушки и моделью критического состояния Кима. Настоящая постановка задачи позволяет получить распределения магнитной индукции поля катушки и плотности тока по ее сечению, что в дальнейшем предоставляет возможность для исследования работы катушки при эксплуатации в различных режимах.

Ключевые слова: Возобновляемая энергетика, СПИН, ВТСП ленты, Т-А постановка, численное моделирование, гистерезисные потери.

Введение

Стремление человечества к уменьшению своего негативного воздействия на окружающую среду обуславливает развитие возобновляемых источников энергии и выдвигает на передний план замену традиционных источников на более экологичные ресурсы. К настоящему времени солнечные и ветряные электростанции уже прочно обосновались в энергетических системах многих стран. Однако для дальнейшего их распространения требуется решить ряд задач, связанных с особенностями данных источников. Одной из проблем подобного рода является непостоянная, трудно прогнозируемая выходная мощность, так как она почти полностью зависит от погодных условий. Поэтому для обеспечения нормального функционирования солнечных и ветряных станций требуется развитие систем накопления энергии [1]. В таких системах в качестве основного накопителя могут выступать различные устройства, каждое из которых обладает индивидуальными особенностями (рис. 1).

Из всего многообразия систем накопления энергии, благодаря уникальному сочетанию характеристик, выделяются сверхпроводниковые индуктивные накопители энергии (СПИН). Эти устройства одновременно способны запасать достаточно большое количество энергии при относительно малых размерах, обладают возможностью полностью заряжаться и производить разряд за очень короткие временные промежутки, при этом многократные циклы перезарядки почти не влияют на эффективность работы СПИН [2]. Обладая подобным набором свойств, СПИН может выполнять сразу несколько функций, возлагаемых на системы накопления энергии. Это в особенности актуально для локальных энергосистем. Например, СПИН могут обеспечивать дополнительную стабильность энергосистемы в случаях отключений высоконагруженных линий передачи или основных источников энергии, уменьшая при этом колебания напряжения и частоты [3].

Основным компонентом данного вида накопителей является плоская катушка (пэнкейк) из лент на основе высокотемпературных сверхпроводников второго поколения (2G ВТСП). Та-



Рис. 1. Сравнение различных систем накопления энергии

кие ленты имеют сложную структуру и состоят из нескольких слоев. Характеристики таких слоев отличаются у различных производителей. Так, например, лента SCS12050 производителя *SuperPower Inc*. состоит из слоев меди, серебра, сплава на основе никеля (хастеллоя), буферных оксидных слоев и непосредственно слоя высокотемпературного сверхпроводника. Структура такой ленты приведена на рис. 2. Во время корректной эксплуатации транспортный ток протекает только по сверхпроводящему слою, остальные компоненты ленточного проводника выполняют вспомогательные функции. Однако при превышении транспортным током или магнитным полем критических значений сверхпроводник может переходить в нормальное (несверхпроводящее) состояние. В таких случаях медные и серебряные слои способны перенимать на себя часть токовой нагрузки, тем самым разгружая сверхпроводник и позволяя ему вернуться обратно в сверхпроводящее состояние.

Механизм проникновения магнитного поля вглубь сверхпроводников второго

рода подробно описывается теорией критического состояния Кима-Андерсона [4]. Соответствующий процесс начинается при превышении напряженностью магнитного поля первой критической величины. В этот момент на поверхности сверхпроводника наводятся токовые вихри, которые притягиваются к центрам пиннинга на дефектах кристаллической решетки. Для их дальнейшего перемещения требуется, чтобы сила Лоренца, возникающая



Рис. 2. Структура ленты SCS12050 производителя SuperPower Inc.

от воздействия магнитного поля на вихри, превысила силу притяжения вихрей к центрам пиннинга. Когда это происходит, поле углубляется в сверхпроводник. Макроскопическое описание данного процесса может быть осуществлено на основе одной из моделей критического состояния сверхпроводника (МКС).

Наибольшее практическое применение нашли две основные модели критического состояния: Бина–Лондона [5] и Кима [6]. Первая МКС является менее сложной и предполагает, что критическая плотность тока по всему сечению сверхпроводника постоянна. МКС Кима же связывает критическую плотность тока и магнитную индукцию следующим образом:

$$\frac{\alpha}{\mathbf{J}} = B_0 + \mathbf{B},\tag{1}$$

где **J** – плотность тока, **B** – магнитная индукция, α и B_0 – эмпирические коэффициенты, зависящие от температуры и материала сверхпроводника.

МКС Бина–Лондона может быть использована для оценочных расчетов, а МКС Кима и ее усовершенствованные версии уже могут быть применены для выполнения расчетов более высокой точности [7].

Следующее различие между этими моделями критического состояния заключается в зависимости напряженности электрического поля от плотности тока. МКС Бина-Лондона предполагает ступенчатое изменение напряженности электрического поля при переходе сверхпроводника в нормальное состояние. В то время как в МКС Кима, используемой для описания высокотемпературных сверхпроводников 2-го поколения, данная зависимость подразумевается непрерывной [8, 9]:

$$\mathbf{E}(\mathbf{J}) = E_0 \cdot \frac{\mathbf{J}}{J_c} \cdot \left| \frac{\mathbf{J}}{J_c} \right|^{n-1}, \qquad (2)$$

где **E** – напряженность электрического поля, $E_0 = 1$ мкВ/см – коэффициент напряженности, J_c – критическая плотность тока, $n = 20 \div 30$ – показатель степени.

На практике эта зависимость дает практически нулевую напряженность электрического поля при плотности тока, заметно отличающейся от критической, и формирует ее резкое нарастание в узком диапазоне изменения плотности тока в области критического значения.

Потери же в сверхпроводниках возникают только в том случае, если транспортный ток или внешнее магнитное поле начинают изменяться во времени. В композитных сверхпроводниках существуют три типа потерь [4]: гистерезисные, кооперативные и потери проникновения. Гистерезисные возникают в толще сверхпроводника во время перераспределения магнитного поля в его объеме. Потери проникновения возникают в нормально проводящих компонентах композитного сверхпроводника (матрице) и являются следствием наведения в них вихревых токов при изменяющемся во времени магнитном поле. Кооперативные потери также сосредоточены в проводящей матрице, однако их причина объясняется перетеканием зависящего от времени тока из одной сверхпроводниковой жилы в другую [4].

Оптимальное проектирование СПИНа требует надежного предсказания состояния сверхпроводниковой ленты в составе системы катушек [10]. Для этого, в частности, необходимо точно определить пределы нормальной эксплуатации производимого устройства, а также такие характеристики, как индуктивность, потери в различных режимах его эксплуатации. С этой целью необходимо провести математическое моделирование процессов, развивающихся в сверхпроводниковой системе. В настоящей статье приведен пример расчета состояния одной из таких систем, проведенного на базе Т-А формулировки задачи, реализованной в *COMSOL Multiphysics*.

Постановка задачи

Моделирование катушек, намотанных сверхпроводниковыми лентами, представляет собой довольно сложную задачу. Причиной этому служит сочетание двух факторов: нелинейные электрические свойства сверхпроводниковых материалов и соотношение размеров применяемых сверхпроводниковых лент. Так, нелинейность свойств затрудняет сходимость решения задачи, а ширина сверхпроводникового слоя ленты, превосходящая более чем на три порядка его толщину, требует особой геометрии сетки с большим количеством элементов. Поэтому для решения задач подобного типа исследователями были рассмотрены различные варианты постановок. Подробное описание Т-ф, А-V и Н- формулировок приведены в [11–13].

В данной же статье для решения задачи использовалась Т-А постановка ввиду относительной ее простоты. При подобном подходе решается система дифференциальных уравнений относительно двух переменных: А – векторного магнитного потенциала и Т – векторного потенциала тока. Расчетная область включает в себя сверхпроводниковую катушку и окружающее ее пространство. Вычисление векторного магнитного потенциала осуществляется во всей расчетной области, в то время как векторный потенциал тока считается только в области, занятой материалом катушки. Остальные величины рассчитываются на основе уравнений, которые будут приведены ниже. Одна из наиболее ранних версий данной формулировки задачи представлена в [14]. Усовершенствованные версии постановки также приведены в [15]. Эффективность данного типа постановки задачи при моделировании катушек, состоящих из тонких сверхпроводников, продемонстрирована в [16].

Описанная постановка была применена в совокупности с гомогенизацией модели сверхпроводниковой катушки, что позволило избежать сложной геометрии сетки конечных элементов и снизить время, требуемое для проведения расчетов, без заметного ухудшения точности расчетов. При формировании математической модели сверхпроводниковой катушки предполагается цилиндрическая симметрия магнитной системы, соответственно расчетная область представляет собой двухмерное пространство в координатах z - r. $\sigma = 0$ T_1 T_1

При гомогенизации модели катушка, состоящая из набора витков, представляется однородным телом, как это показано на рис. 3. Подробные описания Т-А постановки можно найти в [14-17], а гомогенизации модели – в [13, 15].

залачи

основе

на

 $\sigma_{HTS} = 0$ $\frac{\partial T_r}{\partial T_r} = 0$ ∂T_r ∂n ∂T_r дz **P**HTS T_2 T_2



принципов теории электромагнитного поля:

базовых

$$\nabla \times \left(\frac{1}{\mu} \nabla \times \mathbf{A}\right) = \mathbf{J},\tag{3}$$

$$\nabla \times \rho \nabla \times \mathbf{T} = -\frac{\partial \mathbf{B}}{\partial t} \tag{4}$$

где μ – магнитная проницаемость, ρ – удельное сопротивление, **В** – магнитная индукция поля.

Плотность тока определяется следующим образом

$$\mathbf{J} = \nabla \times \mathbf{T} \tag{5}$$

Толщина сверхпроводящего слоя намного меньше полной толщины ленты. И при этом, когда ток не превосходит критического значения, он полностью сосредоточен в этом слое. Исходя из этого, можно допустить, что вектор **T** состоит из одной компоненты T_r , а плотность тока – из компоненты J_{φ} :

$$J_{\varphi T} = \frac{\partial T_r}{\partial z}.$$
(6)

В таком случае уравнение (4) принимает вид

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(\rho \frac{\partial T_r}{\partial z} \right) = \frac{\partial B_r}{\partial z},\tag{7}$$

где B_r может быть выведена из уравнения **В** = $\nabla \times A$.

Граничные условия первого рода выводятся из уравнения для вычисления тока сквозь поверхность сверхпроводящего слоя *S*

$$\mathbf{I} = \int_{S} \mathbf{J} dS = \int_{S} \nabla \times \mathbf{T} dS = \oint_{l} \mathbf{T} dl , \qquad (8)$$

где *l* – контур, ограничивающий эту поверхность.

Предполагая составляющую Т_г равной нулю, уравнение (8) принимает вид

$$I = (T_1 - T_2)\delta, \tag{9}$$

где δ – толщина сверхпроводящего слоя.

Таким образом, для задания необходимого значения транспортного тока, между двумя гранями катушки требуется обеспечить необходимую разность векторного потенциала тока, и, если установить $T_2 = 0$, следует принять $T_1 = I/\delta$.

Граничные условия Неймана применяются к внутренней и внешней сторонам катушки

$$\frac{\partial T_z}{\partial \mathbf{n}} = 0, \tag{10}$$

где **n** – единичный вектор нормали этих сторон.

Описание электромагнитных свойств сверхпроводящей катушки задается при помощи Е-J закона (уравнение 2), для которого n = 25, и моделью критического состояния Кима. Удельное сопротивление внутри сечения катушки ρ_{HTS} может быть выведено из Е-J закона. Параметры модели взяты из [18] для температуры 77 К.

$$J_{c}\left(\mathbf{B}\right) = J_{c0}\frac{B_{0}}{B_{0} + \left|B_{r}\right|},\tag{11}$$

где $J_{c0} = 1,11 \cdot 10^{10}$ А/м², а $B_0 = 120$ мТл.

Для подстановки в относящиеся к А постановке уравнения плотность тока пересчитывается следующим образом

$$J_{\varphi A} = J_{\varphi T} \frac{\delta}{\Lambda},\tag{12}$$

где Λ – толщина ленты включая изоляцию, J_{qT} – плотность тока, рассчитанная при помощи T постановки.

Для всего сечения катушки $J_{\phi A}$ используется в качестве внешнего источника поля. Проводимость задается нулевой для всей модели в А постановке.

При проведении расчетов предполагается, что транспортный ток зависит от времени по гармоническому закону

$$I(t) = I_m \sin(2\pi f t). \tag{13}$$

Для расчета мгновенного значения потерь в катушке применяется следующее уравнение

$$\xi = 2\pi \iint_{HTS} \mathbf{E} \cdot \mathbf{J} \cdot r dr dz.$$
(14)

Результаты моделирования

Задача расчета зависимости мгновенных потерь от времени была решена для катушки из сверхпроводящей ленты второго поколения при протекании через нее синусоидального переменного тока. Параметры катушки приведены в табл. 1. Параметры соответствуют ленте SCS12050, произведенной компанией *Super-Power Inc*. [19]. Благодаря осевой симметрии катушки, для расчетов достаточным было рассмотреть по-

Параметры катушки			
Параметр	Значение		
Ширина ленты	12 мм		
Толщина ленты	95 мкм		
Толщина сверхпроводящего слоя	1 мкм		
Толщина изоляции между витками	200 мкм		
Внутренний радиус катушки	100 мм		
Число витков	20		
Критический ток ленты	300 A		

ловину ее сечения. Широкая сторона ленты бала расположена вдоль оси симметрии.

Был рассмотрен случай протекания транспортного тока частотой 50 Гц при ампли-

туде 70 % от критического значения. Мгновенные значения потерь приведены на рис. 4.

Так как ток в катушке в изначальном состоянии полностью отсутствует, потери за первую половину периода отличаются от потерь за вторую половину периода. Потери выходят на установившееся значение после первой половины цикла, после достижения транспортным током своего максимума. В общем случае потери в сверхпроводниковой системе зависят не только от ее электро-



Рис. 4. Мгновенные значения потерь катушки

магнитных характеристик, но и от того, каким образом текущее состояние было достигнуто. Соответственно, распределения магнитного поля и плотности тока определяются неоднозначно для каждого конкретного значения транспортного тока.

Таблииа 1

Именно этим объясняется различное поведение мгновенных потерь в катушке во время первого и второго полупериодов изменения транспортного тока на рис. 4.

В текущей постановке также были рассмотрены распределения магнитной индук-

ции и плотности тока. На рис. 5 видно, что при нулевом транспортном токе по сечению катушки наблюдаются три области с нулевым полем. Они расположены в нижней, верхней и центральной частях ка-



Рис. 5. Распределение магнитной индукции

тушки. Центральная область нулевого поля сохраняется на протяжении всего периода, а боковые устремляются по направлению к центральной. Три области объединяются в момент протекания максимального тока через катушку. Индукция магнитного поля по периметру сечения катушки возрастает с увеличением транспортного тока.

На рис. 6 видно, что ток проникает вглубь витков катушки при возрастании его мгновенного значения. Затем, после достижения амплитудного значения, начинается распространение вглубь



катушки плотности тока противоположной по знаку. В каждый момент времени внутри катушки существуют зоны с плотностью тока значительно ниже критического значения. Следовательно, в каждом витке катушки для перераспределения плотности тока на протяжении всего периода есть недогруженные зоны, которые при дальнейшем изменении приложенного транспортного тока могут принять на себя токовою нагрузку и не допустить превышения критического значения в остальных областях.

Также в соответствии с ожиданиями в катушке даже в моменты протекания нулевого транспортного тока присутствует сложный профиль распределения плотности тока. Данное обстоятельство также находит отражение на временной зависимости мгновенных потерь. В моменты времени T/2 и T потери в катушке также отличаются от нуля, несмотря на отсутствие транспортного тока в ней. Это связано с тем, что интенсивность потерь в сверхпроводниках зависит от распределений плотности тока, магнитного поля, а также от скоростей их изменения. Интересно отметить, что в моменты времени T/2 и T плотности тока в сечении катушки практически совпадают по абсолютной величине и противоположны по направлению.

Как видно по результатам моделирования, катушка данной конфигурации может нормально функционировать при протекании через нее транспортного тока в 70 % от критического тока единичной полоски ленты. Однако обычно для достижения максимальной эффективности и обеспечения достаточной надежности эксплуатация

СПИН производится при 70–80 % от критического значения тока непосредственно катушки. Также следует учитывать, что СПИН зачастую состоит из нескольких катушек, а на значение критической плотности тока помимо магнитного поля оказывает влияние еще и температура сверхпроводника. Таким образом в действительности значение тока, при котором будет возможна эксплуатация накопителя энергии, состоящего из катушек рассмотренной конфигурации, может оказаться намного ниже 210 А.

Заключение

В данной работе была рассмотрена катушка из ВТСП ленты второго поколения при протекании через нее синусоидального переменного тока. Была использована Т-А формулировка задачи в сочетании с методом гомогенизации области, занятой материалом катушки. Модель критического состояния Кима и Е-J закон были применены для описания свойств сверхпроводника. Данный подход показал свою эффективность при моделировании распределений магнитного поля и плотности тока.

Таким образом, был сделан вывод о возможности использования данного подхода в дальнейшем для моделирования сверхпроводящих катушек в различных режимах работы и для последующего определения ограничении по частоте и амплитуде тока, накладываемых на работу СПИНов. Данные ограничения следует определять для всех возможных режимов работы устройства, так как критические значения тока могут существенно для них отличаться.

Список литературы

- Shaaban E .F., Hassan A. E. W., Mansour D. E. A. Using SMES for voltage stabilization of PMSG based wind energy system / E. F. Shaaban, A. E. W. Hassan, D. E. A. Mansour // IEEE Conference on Power Electronics and Renewable Energy. – 2019. – DOI: https://doi.org/10.1109/CPERE45374.2019.8980257
- Akinyele D. O., Rayudu, R. K. Review of energy storage technologies for sustainable power networks / D. O. Akinyele, R. K. Rayudu // Sustain. Energy Technol. Assessments. – 2014. – no. 8. – DOI: https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.07.004
- A study of the status and future of superconducting magnetic energy storage in power systems / X. D. Xue, K. W. E. Cheng, D. Sutanto // Supercond. Sci. Technol. – 2016. – no. 19. – DOI: https://doi.org/10.1088/0953-2048/19/6/R01
- 4. Уилсон М. Сверхпроводящие магниты / М. Уилсон. Москва: Мир, 1985. 405 с.
- Bean C. P. Magnetization of high-field superconductors / C. P. Bean // Rev. Mod. Phys. – 1964. – no. 36. – DOI: https://doi.org/10.1103/RevModPhys.36.31.
- Magnetization and critical supercurrents / Y. B. Kim, C. F. Hempstead, A. R. Strnad // Phys. Rev. – 1963. – no. 129. – DOI: https://doi.org/10.1103/PhysRev.129.528
- Robert B. C., Fareed M. U., Ruiz H. S. How to choose the superconducting material law for the modelling of 2G-HTS Coils / B. C. Robert, M. U. Fareed, H. S. Ruiz // Materials (Basel). – 2019. – no. 12, 2679. – DOI: https://doi.org/10.3390/ma12172679
- Morandi A. 2D electromagnetic modelling of superconductors / A. Morandi // Supercond. Sci. Technol. – 2012. – no. 25. – DOI: https://doi.org/10.1088/0953-2048/25/10/104003
- Rhyner J. Magnetic properties and AC-losses of superconductors with power law current-voltage characteristics / J. Rhyner // Phys. C Supercond. its Appl. – 1993. – 212. – DOI: https://doi.org/10.1016/0921-4534(93)90592-E
- 10. Design and analysis of robust SMES controller for stability enhancement of interconnected power system taking coil size into consideration / S. Dechanupaprittha,

N. Sakamoto, K. Hongesombut, M. Watanabe, Y. Mitani, I. Ngamroo // IEEE Transactions on Applied

- A. G. Kalimov, S. Bagan, E. N. Kobzar, E. R. Mannanov // 2022 Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus). - 2022. - pp. 1174–1178. - DOI: 10.1109/ ElConRus54750.2022.9755604
- 12. Yuan W. Second-generation high-Superconductivity. 2009. DOI: https://doi.org/10.1109/ TASC.2009.2018492
- Numerical modelings of superconducting wires for AC loss calculation / N. Amemiya, S. Murasawa, N. Banno, K. Miyamoto // Physica C: Superconductivity. – 1998. – no. 310 (1-4). – pp. 16–29.
- Finite element method simulation of AC lossin HTS tapes with B-dependent E-J power law / N. Nibbio, S. Stavrev, B. Dutoit // IEEE Transactions on Appiled Superconductivity. – 2001. – no. 11 (1). – pp. 2631–2634.
- Calculation of alternating current losses in stacks and coils made of second generation high temperature superconducting tapes for large scale applications / V. M. R. Zermeno, A. B. Abrahamsen, N. Mijatovic, B. B. Jensen, M. P. Sørensen // Journal of Applied Physics. – 2013. – no. 114 (17). – pp. 173901. – DOI: https://doi.org/10.1063/1.4827375
- Zhang H., Zhang M., Yuan W. An efficient 3D finite element method model based on the T-A formulation for superconducting coated conductors / H. Zhang, M. Zhang, W. Yuan // Supercond. Sci. Technol. – 2017. – no. 30. – DOI: https://doi.org/10.1088/ 1361-6668/30/2/024005
- Real-time simulation of large-scale HTS systems: Multi-scale and homogeneous models using the T-A formulation / E. Berrospe-Juarez, V. M. R. Zermeño, F. Trillaud, F. Grilli // Supercond. Sci. Technol. 2019. no. 32. DOI: https://doi.org/10.1088/1361-6668/ab0d66
- A finite element model for simulating second generation high temperature superconducting coils/stacks with large number of turns / F. Liang, S. Venuturumilli, H. Zhang, M. Zhang, J. Kvitkovic, S. Pamidi, Y. Wang, W. Yuan // J. Appl. Phys. – 2017. – no. 122. – DOI: https://doi.org/10.1063/1.4995802
- Numerical simulation of frequency-dependent AC transport losses in HTS 2G tape with copper stabilizer / V. M. Govortemperature superconducting coils and their applications for energy storage / W. Yuan // Springer London. – 2011. – DOI: https://doi.org/10.1007/978-0-85729-742-6
- 20. SuperPower Inc.: 2G HTS Wire Specification. URL: http://www.superpower-inc.com

Баган Стив, аспирант высшей школы высоковольтной энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: bagan307@yahoo.fr.

Говор Владислав Михайлович, аспирант высшей школы высоковольтной энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: vm.govor@gmail.com.

Калимов Александр Гелиевич, д-р техн. наук, профессор высшей школы высоковольтной энергетики Санкт-Петербургского Политехнического Университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: alexanderkalimov@gmail.com

ИЗ ОПЫТА МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.316 Д. А. Герасимов, О. В. Гуриков Проблемы устойчивости систем автоматического управления гидротурбин на примере зарубежного опыта

Осуществлен обзор источников, посвященных теме устойчивости систем автоматического управления гидротурбин. Представлены примеры аварийных событий в энергосистемах зарубежных стран, вызванных некорректной работой систем автоматического управления гидротурбин. Для данных примеров приведены причины некорректной работы систем автоматического управления гидроагрегатами, а также принятые меры по предотвращению повторения аналогичных аварийных событий.

Ключевые слова: частота, регулятор скорости, регулятор частоты, первичное регулирование частоты, колебательная устойчивость.

Введение

Регулирование частоты в энергосистеме является важной и очень сложной для решения задачей. Решение данной задачи осуществляется с использованием первичного, вторичного и третичного регулирования. Первичное регулирование частоты осуществляется с целью ограничения отклонений частоты от номинального значения [1], которые возникают, в том числе, при различных аварийных событиях, связанных с отключением нагрузки, генерирующего оборудования и разделением энергосистемы на несинхронно работающие части.

Ввиду чрезвычайной важности первичного регулирования частоты в нем должно принимать участие все генерирующее оборудование энергосистемы в пределах имеющихся регулировочных возможностей [1]. При этом на характеристики первичного регулирования генерирующего оборудования существенное влияние оказывает сам технологический процесс производства электроэнергии. Гидроэлектростанции (ГЭС) имеют свои отличительные особенности в части участия генерирующего оборудования в первичном регулировании частоты. Из таких особенностей можно отметить:

- негативное влияние эффекта гидроудара на динамические характеристики гидроагрегата (ГА), как объекта управления;
- относительно низкая скорость первичного регулирования, обусловленная ограничением скорости перемещения регулирующих органов;
- многие из ГЭС могут отделяться от крупного энергообъединения на работу в изолированном районе без других источников генерации (на нагрузку);
- многие из ГЭС могут отделяться от крупного энергообъединения на изолированную работу в составе энергосистемы, мощность которой сравнима с мощностью ГЭС.

Задача регулирования частоты и мощности ГА при его работе как параллельно с энергосистемой большой мощности, так и параллельно с энергосистемой сравнимой мощности или в изолированном районе без других источников генерации, рассмотрена достаточно подробно [2, 3]. Данная задача при практической реализации решена каждым из производителей путем разработки соответствующих корректирующих устройств в составе систем автоматического управления (САУ) ГА на электромеханической и электронной компонентной базе и алгоритмов регулирования САУ ГА на микропроцессорной компонентной базе, а также методики выбора их параметров настройки. И алгоритмы регулирования частоты и мощности ГА, и методика выбора их параметров настройки учитывают выше отмеченные особенности работы ГА.

Однако, несмотря на учет особенностей работы ГА при разработке алгоритмов регулирования частоты и мощности в составе САУ ГА, в мировом опыте наблюдаются аварийные события, вызванные некорректной работой САУ ГА. Также за последние годы было зарегистрировано несколько аварийных событий и в ЕЭС России, связанных с некорректной работой САУ ГА, которые сопровождались значительным экономическим ущербом. С учетом произошедших аварийных событий в ЕЭС России представляется актуальным произвести обзор аналогичных аварийных процессов, встречающихся в мировой практике, рассмотреть причины их возникновения, а также принятые меры по их предотвращению в дальнейшем.

В статье приводится краткое описание аварийных событий в энергосистемах зарубежных стран, выявленные причины их возникновения и принятые меры. Обзор выполнен на основе сбора информации из открытых источников.

1. Канада, энергосистема Нью-Брансуик, 31 марта 1977 [4]

31 марта 1977 г. в энергосистеме Нью-Брансуик (*New Brunswick*) произошло аварийное событие, которое привело к нарушению устойчивости и разделению энергосистемы на несинхронно работающие части. От энергосистемы Нью-Брансуик отделились на работу в изолированном районе ГЭС Мактаквак (*Mactaquac Dam*) с суммарной установленной мощностью включенных на ней ГА порядка 170 МВт, ГЭС Бичвуд (*Beechwood Dam*) и ГЭС Гранд-Фоллс (*Grand Falls Dam*) с суммарной установленной мощностью включенных на них ГА порядка 130 МВт. Отделение с избытком мощности привело к повышению частоты и избыточному регулирующему воздействию со стороны САУ ГА, которое, в свою очередь привело к снижению частоты и отключению большого числа потребителей электрической энергии действием устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР). С учетом срабатывания устройств АЧР нагрузка изолированного района оценена величиной порядка 50 МВт. Последующее развитие аварийного события сопровождалось отключением генерирующего оборудования ГЭС.

Подробные осциллограммы, засвидетельствовавшие ход развития аварийных событий, отсутствуют в связи со слабым развитием систем регистрации в то время. Однако было зафиксировано появление колебаний частоты в районе, выделившемся на изолированную работу с ГЭС Мактаквак, Бичвуд и Гранд-Фоллс, с периодом от 22 до 32 с нарастающей амплитуды вплоть до ±8% от номинального значения частоты.

Анализ причин возникновения указанного события был затруднен в связи с отсутствием качественных данных. Расследование и последующий анализ работы САУ ГА ГЭС Мактаквак показали, что:

- источником колебаний являлись САУ ГА ГЭС Мактаквак;
- параметры настройки САУ ГА ГЭС Мактаквак обеспечивали устойчивую работу параллельно с энергосистемой превосходящей мощности, но не обеспечивали устойчивую работу параллельно с энергосистемой сравнимой мощности;

- переход ГА на параллельно работу с энергосистемой сравнимой мощности существенно снижает запас устойчивости САУ ГА;
- «усиление» фильтрации сигналов, поступающих в САУ ГА, оказывает существенное негативное влияние на запас устойчивости регулирования частоты и мощности, и детализированный учет измерительного тракта в теоретических работах до данного события не осуществлялся.

Информация о принятых мерах не была найдена по результатам обзора открытых источников.

2. США и Канада, энергосистема Тихоокеанского Северо-Запада (Pacific Northwest), 1955-1965 [5-8]

Энергосистема Тихоокеанского Северо-Запада в 1955–1965 годы характеризовалась бурным ростом, который заключался как в строительстве множества новых электростанций, так и присоединением удаленных районов, длительно работавших в изолированных условиях. На момент времени 1962 г. установленная мощность энергосистемы Тихоокеанского Северо-Запада составляла порядка 18,5 ГВт, из которых 17 ГВт обеспечивалась ГЭС. Также энергосистема Тихоокеанского Северо-Запада в 1955–1965 годы характеризовалась наличием множества слабых связей, которые образовывались при присоединении удаленных районов с одновременным ростом энергопотребления. Еще одним свойством данной энергосистемы являлась большая доля «горячего» (вращающегося) резерва мощности, который мог достигать 100% от величины всей нагрузки энергосистемы.

Единый стандартизированный подход в энергосистеме Тихоокеанского Северо-Запада к регулированию частоты в те годы отсутствовал ввиду юридических и исторических предпосылок. Примерно 7 ГВт генерации, расположенной в центральной части энергосистемы, принимали участие в первичном регулировании частоты с величиной статизма 5 %, а два наиболее мощных гидроагрегата переведены в режим регулирования частоты со статизмом порядка 0,5 %. Часть генерирующего оборудования остальных электростанций имела статизм первичного регулирования в диапазоне от 2 до 5 %, а часть – не принимала участия в первичном регулировании частоты, например, осуществляя функцию ограничения перетока мощности по слабой связи.

В энергосистеме Тихоокеанского Северо-Запада всегда наблюдались «фоновые» колебания частоты периодического характера с периодом порядка 17–24 с и размахом до 60 мГц. Начиная с 1955 г. в энергосистеме Тихоокеанского Северо-Запада также начали появляться и случаи внезапного, но кратковременного (1–10 мин) появления незатухающих колебаний частоты с периодом порядка 17–24 и амплитудой более 170 мГц. С каждым годом количество таких случаев увеличивалось и к 1959 г. они наблюдались уже ежедневно (рис. 1). Также при различных аварийных возмущениях в энергосистеме возникали длительные колебания частоты (рис. 2).

Первоначально проведенные исследования показали, что [5]:

- при подаче гармонического тестового сигнала с периодом 20 с на вход измерителя частоты САУ ГА ГЭС Гранд-Кули (*Grand Coulee Dam*) наблюдается изменение мощности этих ГА в противофазе с тестовым сигналом, что является свидетельством неэффективности САУ ГА при регулировании частоты;
- оперативные мероприятия на крупнейших ГЭС могут подавить незатухающие колебания;
- ГА с меньшей величиной статизма первичного регулирования принимают большее участие в колебаниях;
- при возникновении незатухающих колебаний частоты происходят колебания мощности в противофазе между ГА, принимающими участие в первичном регулировании частоты, и ГА, не принимающими участия в первичном регулировании частоты;
- изменение величины зоны нечувствительности не влияет на данные колебания частоты;
- САУ ГА, работающие в режиме ограничения перетока мощности по слабой связи не являются источниками колебаний.



Рис. 1. Один из случаев внезапного появления незатухающих колебаний частоты в в энергосистеме Тихоокеанского Северо-Запада, произошедший 7 июля 1959 г. [5]



Рис. 2. Колебательный процесс изменения частоты при отключении генерирующего оборудования мощностью 200 МВт в энергосистеме Тихоокеанского Северо-Запада, произошедший 17 сентября 1960 г. [5]

По результатам первоначально проведенных исследований были выполнены следующие мероприятия [5]:

- оперативное увеличение постоянных времени изодрома на ГА ГЭС Мак-нэри (*McNary Dam*) и ГЭС Чиф-Джозеф (*Chief Joseph Dam*) при появлении незатухающих колебаний частоты с размахом более 100 мГц с переводом на ручное управление при дальнейшем нарастании амплитуды колебаний;
- оперативный перевод на ручное управление ГА ГЭС Гранд-Кули при появлении незатухающих колебаний частоты с размахом более 100 мГц;
- задание статизма первичного регулирования частоты одинаковой величиной 5 % на всех ГА кроме частоторегулирующих;
- запрет в определенные дни на работу САУ ГА без первичного регулирования частоты.

Мероприятия по обеспечению функции первичного регулирования на всех ГА и изменению статизма первичного регулирования не дали никаких результатов. Мероприятия по оперативным корректировкам на указанных ГЭС никак не повлияли на возможность возникновения незатухающих колебаний частоты, а только позволили сократить длительность существования незатухающих колебаний частоты в случае их появления. Таким образом, первоначально разработанные мероприятия оказались неэффективны.

Дальнейшие исследования уже позволили выявить причину возникновения внезапных колебаний частоты и ухудшения качества регулирования частоты со временем. При работе ГА ГЭС в условиях изолированного района для обеспечения устойчивости регулирования частоты в САУ ГА применялись изодромные механизмы (и их имитаторы на электронной базе). После синхронизации таких удаленных изолированных районов было общепринятым выводить из работы изодромные механизмы, для того чтобы обеспечить высокое быстродействие САУ ГА для цели регулирования перетока по слабой связи. При этом пуско-наладочные испытания на каждом очередном ГА не показывали заметного ухудшения качества регулирования частоты в энергосистеме при выведении из работы изодромного механизма на данном очередном ГА. Таким образом, количество ГА с выведенным из работы изодромным механизмом с каждым годом увеличивалось, а это и обуславливало снижающееся с каждым годом качество регулирования частоты [5].

После выявления причин были выполнены соответствующие мероприятия – к декабрю 1960 г. изодромные механизмы на всех ГА энергосистемы Тихоокеанского Северо-Запада были введены в работу, после чего количество случаев возникновения таких колебаний стало фиксироваться количеством единиц в год [5, 6].

Также следует отметить результаты работ [7, 8], в которых сделан вывод о том, что работа САУ ГА может существенно ухудшать условия демпфирования межсистемных синхронных колебаний мощности по слабым связям энергосистемы Тихоокеанского Северо-Запада, в связи с чем потребовалось проведение дополнительных исследований по совершенствованию параметров настроек САУ ГА в 1962–1965 гг.

3. Колумбия, энергосистема Колумбии (*Colombian Power System*), 2008–2011 [9, 10]

Установленная мощность энергосистемы Колумбии на 2010 год составляла 13 457 МВт, из которых 63 % обеспечивались ГЭС. Энергосистема обладала рядом слабых связей, в связи с чем была установлена специализированная система мониторинга синхронных колебаний «F@OSNET». Система мониторинга «F@OSNET» на момент времени начала 2008 г. выявила наличие резонансных частот синхронных колебаний величиной 0,22 Гц, 0,34 Гц, 0,4 Гц и 1,2 Гц, что далее подтвердилось аналитическими исследованиями. Однако в 2008 г. появились и неоднократно наблюдались колебания частоты с периодом порядка 15 с (эквивалентно частоте колебаний 0,06 Гц) и размахом, достаточным для срабатывания устройств АЧР. В одном из таких случаев (рис. 3) объем отключаемой нагрузки составил порядка 1100 МВт. Действия диспетчерского персонала по разгрузке слабых связей не оказывали ощутимого влияния на колебательный процесс с частотой порядка 0,06 Гц.

Система мониторинга «F@OSNET» выявляла появление данных колебаний, однако не позволила определить источник и причину их возникновения. Воспроизвести данные колебания с использованием математических моделей не удавалось даже при варьировании параметров настроек моделей САУ ГА в широком диапазоне.

В результате проведенных исследований было выявлено следующее:

 имеющиеся математические модели ГА и САУ ГА всех ГЭС энергосистемы Колумбии в расчетном комплексе были «типовыми» и их динамические характеристики существенно отличались от реальных объектов, что принципиально не позволяло использовать подход моделирования для разработки мероприятий по ликвидации наблюдавшихся колебаний;

- амплитуда наблюдавшихся колебаний имела нерегулярный характер, но наибольшие по амплитуде колебания наблюдались при бо́льшей доле ГЭС в общей генерации энергосистемы;
- процесс вторичного регулирования частоты не оказывал существенного влияния на наблюдавшиеся колебания;
- наибольшая амплитуда колебаний по мощности наблюдалась на ГА ГЭС Сан-Карлос (*San Carlos*) при работе САУ ГА в режиме регулирования мощности с коррекцией по частоте;
- структура САУ ГА ГЭС энергосистемы Колумбии была неэффективна, в том числе по причине отсутствия стабилизации или демпфирования сигнала по частоте в контуре прямого регулирования (*feed-forward control loop*);
- наибольшими факторами, снижающими запасы колебательной устойчивости на частоте 0,06 Гц, являются увеличение интегрального коэффициента усиления в пропорционально-интегральном регуляторе мощности, уменьшение статизма первичного регулирования (увеличения меры реакции на отклонение частоты) и увеличение загрузки по мощности ГА.



пурпурная кривая – частота,

Рис. 3. Изменение параметров электрического режима в энергосистеме Колумбии 19 августа 2008 г. [9]

На основе проведенных исследований были выполнены следующие мероприятия:

- рекомендовано переводить САУ ГА ГЭС Сан-Карлос в режим регулирования частоты;
- в САУ ГА ГЭС Сан-Карлос скорректированы алгоритмы режима регулирования мощности с коррекцией по частоте;

- произведена замена некорректно функционирующей платы, реализующей интегратор в пропорционально-интегральном регуляторе мощности, в аналоговом САУ ГА №1 ГЭС Сан-Карлос;
- проведены системные испытания с целью создания и верификации моделей ГА и САУ ГА ГЭС Сан-Карлос, а также с целью проверки эффективности разработанных мероприятий.

В конце 2008 г. был выполнен ряд мероприятий, в результате чего амплитуда колебаний с частотой порядка 0,06 Гц существенно уменьшилась. Однако, несмотря на выполненные мероприятия, сама проблема возникновения колебаний не была окончательно решена и известно появление колебаний с частотой порядка 0,06 Гц вплоть до 2011 г. (рис. 4).



Рис. 4. Изменение частоты в энергосистеме Колумбии 23 января 2011 г. [10]

4. Турция, энергосистема Турции, 2006–2011 [11–13]

Проект объединения энергосистемы Турции с энергосистемой Европы (ENTSO-E) начался в конце 1990-х годов, и в конце 2010 г. осуществлена успешная синхронизация, а все процедуры по организации параллельной работы энергосистем были завершены летом 2011 г. Вся энергосистема Турции установленной мощностью порядка 53 ГВт присоединяется к энергосистеме Европы через слабую связь, обусловленную географическими особенностями расположения Турции. Установленная мощность ГЭС Турции составляет порядка 32 % от всей установленной мощности энергосистемы Турции.

Одним из выполненных мероприятий, необходимых по условию подключения энергосистемы Турции к энергосистеме Европы, является приведение САУ ГА ГЭС Турции в соответствие европейским требованиям к первичному регулированию частоты. В частности, в соответствии с этими требованиями, полная величина первичной мощности для зоны диспетчерского управления (в данном случае – для энергосистемы Турции) должна быть выдана за время не более 30 с при отклонении частоты величиной 0,2 Гц от номинального значения.

25 апреля 2006 г. в условиях изолированной работы энергосистемы Турции возникли слабозатухающие колебания частоты с периодом порядка 20–25 с после аварийного отключения генерирующего оборудования с суммарной загрузкой 430 МВт при суммарной потребляемой мощности в энергосистеме Турции порядка 20 ГВт (рис. 5).

31 октября 2006 г. произошло отделение Биреджик ГЭС (*Birecik HPP*) с предшествующей загрузкой по мощности двух ГА величиной 194 МВт на работу в изолированном районе с нагрузкой 197 МВт. Несмотря на почти сбалансированное отделение на изолированную работу, САУ ГА Биреджик ГЭС не смогли обеспечить устойчивое регулирование частоты, что привело к их отключению действием защит от повышения частоты (рис. 6).

После этого были проведены системные испытания с повтором данного сценария выделения на изолированную работу Биреджик ГЭС с параметрами настройки САУ ГА, которые были до их приведения в соответствие европейским требованиям к первичному регулированию частоты. Данные испытания показали, что устойчивое регулирование частоты обеспечивается. Все результаты системных испытаний были полностью подтверждены исследованиями в математической модели энергосистемы.







серая область – уставка защиты от повышения частоты, воздействующая на останов ГА.

Рис. 6. Изменение частоты (Гц) в выделившемся на изолированную работу районе с Биреджик ГЭС 31 октября 2006 г. [11]

сплошная кривая – изменение частоты, полученное в математической модели, пунктирная кривая – измеренное изменение частоты.

При подготовке к присоединению энергосистемы Турции к энергосистеме

Европы были проведены исследования колебательной устойчивости энергосистемы, в результате которых было выявлено появление новой колебательной составляющей на частоте порядка 0,1-0,15 Гц, на которой углы роторов всех генераторов энергосистемы Турции синхронно колеблются относительно остальной части энергосистемы Европы. Расчетным путем было показано, что первоначально выбранные параметры настройки САУ ГА ГЭС Турции, обеспечивавшие выдачу требуемой первичной мощности за 30 с, ухудшают условия демпфирования межсистемных колебаний на частоте порядка 0,1-0,15 Гц. Изменение параметров настроек САУ ГА ГЭС Турции на те, которые не гарантируют выдачу требуемой первичной мощности за 30 с, но обеспечивают





черная кривая – на большинстве ГЭС Турции выбраны новые параметры САУ ГА.

Рис. 7. Изменение частоты (Гц) в энергосистеме Турции при параллельной работе с энергосистемой Европы после аварийного отключения генерации величиной 1200 МВт в наиболее тяжелой схеме

«N – 1», на всех ГЭС Турции установлены первоначально выбранные параметры настройки

САУ ГА, обеспечивавшие выдачу требуемой первичной мощности за 30 с эксперимента в математической модели энергосистемы [12] устойчивое регулирование частоты при работе ГА ГЭС на нагрузку без источников генерации другого типа, также обеспечивают и лучшие условия демпфирования межсистемных колебаний на частоте порядка 0,1–0,15 Гц (рис. 7).

Таким образом, в результате проведенных исследований было выявлено следующее:

- с параметрами настройки САУ ГА, обеспечивающими выдачу требуемой первичной мощности за 30 с:
 - при изолированной работе энергосистемы Турции возникают колебания частоты с периодом порядка 20–25 с, затухание которых существенно ухудшается при увеличении доли ГЭС в общей мощности энергосистемы;
 - при работе ГА ГЭС на нагрузку без источников генерации другого типа не обеспечивается устойчивость регулирования частоты, что в дальнейшем приводит к аварийному отключению генерирующего оборудования и потребителей;
- при параллельной работе энергосистемы Турции с энергосистемой Европы ухудшается демпфирование межсистемных электромеханических колебаний на частотах порядка 0,1–0,15 Гц;
- для ГЭС с постоянной времени гидроудара (Tw) более 1 с невозможно обеспечить одновременную выдачу первичной мощности за 30 с и устойчивость при работе на изолированный район.

На основе проведенных исследований были выполнены следующие мероприятия на ГЭС Турции:

- при выборе параметров настройки САУ ГА учтена возможность отделения ГА или всей ГЭС на работу в изолированном районе;
- осуществлен выбор параметров настройки САУ ГА исходя из условия обеспечения устойчивости регулирования при работе на изолированный район, при этом выдача полной величины первичной мощности для зоны диспетчерского управления в первые 30 с обеспечивается в большей мере за счет тепловых электростанций.

5. Китай, энергосистема юго-запада, 2012-2019 [14-16]

В энергосистеме юго-запада Китая доминирует генерация электроэнергии за счет использования гидроэлектростанций. Более 70 % установленной мощности энергообъединения, (а в период половодья более 85 %) приходится на электростанции данного типа. До 2012 г. между энергосистемами юго-запада и центра существовала только «слабая» связь на переменном токе – 4 параллельные линии класса 500 кВ.

В 2012 г. было завершено строительство линии постоянного тока сверхвысокого напряжения (±800 кВ), соединяющей подстанцию (ПС) Дзиньпин (*Jinping*) в югозападной энергосистеме с ПС Сучжоу (*Suzhou*) в энергосистеме центрального Китая (рис. 8). Установленная мощность связи с одновременной работой линий переменного и постоянного тока составляла 7 200 МВт.

После завершения строительства линий постоянного тока в том же году был проведен системный эксперимент, в ходе которого проверялась возможность несинхронной работы энергосистемы юго-запада Китая с энергосистемой центральной части Китая путем перевода на обмен мощностью только по линиям постоянного тока. На момент начала эксперимента переток мощности по линиям постоянного тока составлял 600 МВт, по двум линиям переменного тока – 160 МВт.



Рис. 8. Энергосистема Китая с нанесенными линиями постоянного тока [17]

После отключения линий переменного тока энергосистема юго-запада была переведена на несинхронную работу с энергосистемой центральной части Китая. При этом в энергосистеме юго-запада Китая были зарегистрированы колебания частоты с периодом 14 с и размахом 0,52 Гц (рис. 9).



Рис. 9. Изменение частоты (Гц) в энергосистеме юго-запада Китая при несинхронной работе с энергосистемой центра Китая в ходе системного эксперимента в 2012 г. [14]

Амплитуду возникших колебаний удалось снизить путем оперативного уменьшения мертвой полосы регулятора частоты передачи постоянного тока (*HVDC Frequency Limit Control*) и вывода из работы первичных регуляторов частоты на гидрогенераторах ГЭС Гуанди (*Guandi*).

В результате проведенных исследований было выявлено следующее:

- при настройке САУ ГА всех ГЭС энергосистемы юго-запада Китая использовались типовые значения коэффициентов ПИД-регулятора частоты. Такие параметры позволяли обеспечить удовлетворительное качество демпфирования колебаний частоты при параллельной работе, однако явились причиной возникновения незатухающих колебаний частоты при несинхронной работе;
- имевшиеся модели ГА и САУ ГА являлись излишне упрощенными: в них не учитывалось явление гидроудара и характеристики сервопривода;
- после ввода в эксплуатацию передачи постоянного тока сверхвысокого напряжения не была выполнена координация параметров настройки регулятора частоты

передачи постоянного тока и параметров ПИД-регуляторов частоты (в том числе мертвые полосы) САУ ГА. Именно это обстоятельство называется в качестве основной причины возникновения в энергосистеме незатухающих колебаний частоты.

На основе проведенных исследований были выполнены следующие мероприятия:

- в существовавшие модели ГА и САУ ГА были внесены изменения, позволяющие учитывать возникновение гидроудара;
- мертвая полоса регулятора частоты передачи постоянного тока была задана менее мертвой полосы САУ ГА генераторов ведущих станций в энергосистеме юго-запада;
- выбраны и установлены оптимальные настройки ПИД-регуляторов частоты САУ ГА на ГЭС с наибольшей установленной мощностью. В частности, увеличена постоянная времени интегратора в ПИД-регуляторе частоты, сужены нижний и верхний пределы интегратора, снижен коэффициент усиления пропорционального канала.

В ходе повторного эксперимента незатухающие колебания частоты отсутствовали. Аналогичный результат был получен и в ходе моделирования (рис. 10, *а* и *б* соответственно).



Рис. 10. Изменение частоты в энергосистеме юго-запада Китая при несинхронной работе с энергосистемой центра Китая в 2012 г. с учетом коррекции параметров САУ ГА: *а*) в ходе системного эксперимента, *б*) математического моделирования [14]

Тем не менее энергосистема юго-запада Китая не перешла на несинхронную работу, а осталась работать в «гибридном» режиме AC-DC, т. е. когда обмен мощностью с энергосистемой центра осуществляется как на переменном, так и на постоянном токе. Такой режим работы энергорайона сохранялся до 23 апреля 2018 г., пока не была введена в работу вставка постоянного тока на напряжении ±400 кВ, призванная заменить оставшиеся синхронные связи с энергосистемой центра.

Для оценки качества демпфирования колебаний частоты в энергосистеме югозапада после ввода вставки постоянного тока было решено провести системный эксперимент: оставшиеся линии переменного тока 500 кВ были отключены, регуляторы частоты на всех линиях постоянного тока сверхвысокого напряжения были выведены из работы. После отключения 350 МВт генерации внутри энергосистемы были зарегистрированы затухающие колебания частоты с периодом 23 с (рис. 11), что показало эффективность разработанных мероприятий.

Китай, энергосистема Тибета, 2015 [18]

23 января 2015 г. в энергосистеме центрального Тибета около 14:30 было зарегистрировано снижение частоты. За 14 с частота опустилась ниже 49,7 Гц. Последовавшие за этим колебания с периодом около 25 с и размахом 5 Гц (рис. 12) привели к отключению 94 МВт нагрузки действием АЧР. Затем, защитой от аварийного снижения давления масла в изодроме САУ ГА были отключены два генератора Зангмудской (*Zangmu*) ГЭС.

В публикациях, освещающих данный инцидент не отмечены причины возникновения колебании частоты, равно как и мероприятия, принятые для предотвращения возникновения колебаний частоты. Однако из имеющейся осциллограммы можно сделать однозначный вывод о том, что причиной возникновения данных колебаний являлась некорректная работа САУ ГА Зангмудской ГЭС.

7. Китай, энергосистема Юньнань, 2016 [19, 20]

Энергорайон Юньнань в энергосистеме юга Китая, как и энергосистема юго-запада Китая до 2018 г., работает с остальной



Рис. 11. Изменение частоты (Гц) в энергосистеме юго-запада Китая при несинхронной работе с энергосистемой центра Китая с учетом коррекции параметров САУ ГА в ходе системного эксперимента 23 апреля 2018 г. после ввода в работу вставки постоянного тока [15]



Рис. 12. Изменение частоты (Гц) в энергосистеме центрального Тибета 23 января 2015 г. [18]

энергосистемой юга в «гибридном» режиме *AC-DC*. Установленная мощность в регионе составляет 21,2 ГВт, из которых на долю гидроэлектростанции приходится 75 %.

В соответствие с планом перспективного развития энергосистемы Китая в целях повышения устойчивости энергосистемы юга и предотвращения развития каскадных отключений было решено преобразовать энергорайон Юньнань в самостоятельную синхронную зону (рис. 13), отключив существующие линии переменного тока.

Перед переходом энергорайона в несинхронный режим были проведены системные испытания, в ходе которых связь на переменном токе была отключена. 28 марта 2016 г. в 21:25 по условиям испытаний было запланировано изменение перетока мощности по линии постоянного тока между ПС Чусюн (*Chuxiong*) и ПС Шаньдун (*Shuidong*) с 2 400 МВт до 3 000 МВт со скоростью 200 МВт/мин. В ходе эксперимента сразу с его началом в энергосистеме возникли незатухающие колебания частоты с периодом около 20 с и размахом 0,2 Гц (рис. 14). Исходя и опыта, полученного в системных исследованиях энергосистемы юго-запада, первичные регуляторы частоты на ГЭС Сяован (*Xiaowan*) и Ноцзаду (*Nuozhadu*) были отключены, что позволило устранить возникшие колебания.



Рис. 13. Несинхронная работа энергорайона Юньнань с энергосистемой юга Китая [21]



синяя кривая – изменение частоты (Гц), пурпурная кривая – изменение перетока мощности (МВт) по линии постоянного тока.

Рис. 14. Изменение частоты и перетока активной мощности по линии постоянного тока в ходе системного эксперимента в энергорайоне Юньнань 28 марта 2016 г. [19]

В результате проведенных исследований было выявлено следующее:

- при настройке САУ ГА ГЭС в энергорайоне Юньнань использовались модели ГА, не учитывающие явление гидроудара. В ходе исследований было показано, что такое допущение приводит возникновению неустойчивых обратных связей в контуре регулирования частоты САУ ГА. Если доля гидроагрегатов с такими САУ в энергосистеме велика, то возможно возникновение незатухающий колебаний частоты;
- на момент проведения эксперимента более 60% выдаваемой генераторами мощности в энергорайоне Юньнань потреблялось выпрямителями и передавалось

по линиям постоянного тока и только 40 % мощности потреблялись «классической» электрической нагрузкой и имела регулирующий эффект по частоте. В ходе исследований было показано, что такой специфичный характер потребляемой мощности оказывал негативный эффект на устойчивую работу САУ ГА;

 в ходе математического моделирования было показано, что оптимизация параметров САУ ГА позволяет повысить колебательную устойчивость системы. однако приводит к снижению быстродействия САУ, что негативно сказывается на качестве и быстродействии осуществления первичного регулирования частоты.

На основе проведенных исследований были выполнены следующие мероприятия:

- в существовавшие модели ГА и САУ ГА были внесены изменения, позволяющие учитывать явление гидроудара;
- мертвая полоса регулятора частоты передачи постоянного тока была задана менее мертвой полосы САУ ГА генераторов ведущих станций в энергорайоне Юньнань;
- установлены оптимальные настройки ПИД-регуляторов САУ ГА ведущих станший.

В результате описанных выше мероприятий колебания частоты в синхронной зоне Юньнань не наблюдались в ходе последовавших системных экспериментов 7 апреля 2016 г. (рис. 15).





Рис. 15. Изменение частоты и перетока активной мощности по линии постоянного тока в ходе системного эксперимента в энергорайоне Юньнань 7 апреля 2016 г. [19]

8. Синхронная зона Северной Европы, 1995 – наст. время [22–26]

На 2017 г. установленная мощность энергообъединения стран Северной Европы (NORDEL) составляла порядка 90 ГВт, из которых на долю гидроэлектростанции приходится примерно половина [22]. В последние годы среди системных операторов *NORDEL* все чаще вставал вопрос о качестве частоты в синхронной зоне. За период с 1995 по 2011 г. наблюдалось резкое ухудшение качества регулирования частоты, в результате среднее время нахождения частоты вне допустимого диапазона 49,9–50,1 Гц увеличилось от 100 до 1 100 мин в месяц [23], причем более половины этого времени обусловлено наличием незатухающих колебательных процессов с периодом порядка 40–90 с [24].

Некоторыми из выдвигаемых объяснений такого снижения качества частоты являются [23, 24]:

- снижение регулирующего характера нагрузки по частоте;
- быстрое изменение передаваемой (принимаемой) мощности через линии постоянного тока при неуклонном росте их суммарной установленной мощности;
- принятый подход к реализации плановых диспетчерских графиков с почасовым переходом на новый уровень загрузки по мощности, приводящий к концу каждого часа к сравнительно большому рассогласованию между фактической суммарной потребляемой мощностью в энергосистеме и суммарной вырабатываемой мощностью;
- увеличение объемов присутствия в электроэнергетике возобновляемых источников энергии, характеризующихся высокой интенсивностью нерегулярного изменения генерируемой мощности;
- недостаточная скорость оперативного вторичного регулирования частоты при малых объемах резервов мощности автоматического вторичного регулирования частоты;
- увеличивающаяся с каждым годом амплитуда и длительность слабозатухающих колебаний частоты нерегулярного характера с периодом порядка 40–90 с.

Был инициирован ряд мер по снижению отрицательной тенденции по ухудшению качества регулирования частоты [24, 25]:

- ограничение скорости планового изменения мощности по линиям постоянного тока на уровне 600 МВт/час по каждому из соединений (на момент времени 2021 г. реализовано);
- реализация плановых диспетчерских графиков генерирующего оборудования и плановых графиков обмена мощности по линиям постоянного тока с четвертьчасовыми шагами и сглаживанием при переходе на новый уровень (реализация данного мероприятия началась в 2013 г., и завершение планируется к 2024 г.);
- совершенствование методов и инструментов прогнозирования величины вырабатываемой мощности возобновляемыми источниками энергии в составе системы автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) и унификация АСДУ стран Северной Европы (реализация мероприятия начата в 2002 г. и продолжается на настоящий момент);
- совершенствование и гармонизация нормативных документов стран Северной Европы (NORDEL) в части автоматического вторичного регулирования частоты и интеграция данного вида регулирования в рыночный механизм и АСДУ, а также существенное увеличение объема вторичного резерва за счет подключения большего числа электростанций (минимальный перечень мероприятий реализован в 2013 г., на момент времени 2021 г. продолжалось активное развитие в данном направлении);

формирование рабочей группы, состоящей из представителей системных операторов и генерирующих компаний стран Северной Европы, задачей которой поставлено выяснение конкретных причин возникновения колебаний частоты с периодом порядка 40–90 с и разработке мероприятий по сокращению их амплитуды и длительности.

Результатам работы рабочей группы стоит уделить особое внимание, так как из-за крайне опасного характера тенденции увеличения амплитуды и длительности колебаний частоты с периодом порядка 40–90 с была проведена большая работа. Опираясь на международный опыт, начать исследования было решено с проверки параметров настроек САУ ГА крупных гидроэлектростанций. В результате проведенных исследований было выявлено следующее [23, 24]:

- Частотные характеристики систем автоматического регулирования частоты, обеспечивающих реализацию функций первичного регулирования частоты, имеют резонансный максимум с периодом порядка 60 с.
- На многих электростанциях генерирующее оборудование не отвечает заявленных характеристикам первичного регулирования частоты по причине некорректно заданных параметров настроек систем автоматического регулирования мощности и частоты и люфтов в регулирующих органах турбин.
- На некотором генерирующем оборудовании наблюдается большая величина запаздывания в изменении электрической мощности по отношению к изменению частоты, что провоцирует возникновение данных колебаний.
- Быстродействие сервопривода, в том числе определяемое и люфтами в механизмах, значительно влияет на показатели демпфирования возникающих колебаний частоты. При этом необходимо нахождение компромисса между быстродействием привода и скоростью его износа.
- В энергосистемах с малой инерционностью (к каким относятся ЭС с большим количеством ГЭС) быстродействующая САУ может приводить к возникновению незатухающих низкочастотных колебаний частоты.
- Параметры заданной мертвой полосы первичного регулирования и зоны нечувствительности регулятора оказывают существенное влияние на данные колебания – их уменьшение приводит к уменьшению периода и ощутимому уменьшению амплитуды колебаний частоты, но с другой стороны повышает износ регулирующих органов турбин.

На основе проведенных исследований были выполнены следующие мероприятия на территории энергообъединения стран Северной Европы [23, 26]:

- сформулированы требования по проведению натурных испытаний при вводе и модернизации САУ ГА;
- произведена перенастройка САУ ГА гидроэлектростанций в составе энергообъединения;
- существенно переработаны и модернизированы действующие нормативные акты, касающиеся регулирования частоты, в частности первичного и вторичного регулирования.

Представляется интересным решение о глубокой переработке требований к первичному регулированию частоты с формированием показателей качества в частотной области и проведению натурных испытаний по определению динамических характеристик САУ ГА путем подачи тестовых сигналов синусоидального характера. Также были разработаны следующие виды первичного регулирования частоты, как системной услуги [25], для каждой из которых в САУ ГА формируется индивидуальный контур регулирования:

- Frequency Containment Reserve Normal (FCR-N) обязательная функция первичного регулирования частоты в нормальных режимах работы энергосистемы, предназначенная для удержания частоты внутри диапазона частот 49,9–50,1 Гц при изменении баланса мощности, вызванного неизбежными ошибками планирования диспетчерского графика и нерегулярными изменениями генерации и потребления;
- Frequency Containment Reserve Disturbance (FCR-D) обязательная функция первичного регулирования частоты в аварийных переходных процессах, предназначенная для минимизации величины отклонения частоты от номинального значения при изменении баланса мощности на большую величину;
- Fast Frequency Reserves (FFR) опциональная быстродействующая (секунды на реализацию) функция по первичному регулированию частоты, предназначенная для предотвращения снижения частоты до величины уставок АЧР в периоды времени с малой величиной инерции энергосистемы (возникают при большой доле возобновляемых источников энергии).

По мере реализации всех указанных мероприятий с 2011 г. темпы ухудшения замедлились, но сама проблема осталась – качество поддержания частоты признается неудовлетворительным и выходящим за требования действующих стандартов, создавая риски нарушения нормальной работы энергосистемы. По этой причине активные работы в данном направлении продолжаются [25].

Выводы

Выполнен обзор событий с некорректной работой систем автоматического регулирования гидроагрегатов, выявленных причин их возникновения, а также принятых мер по их предотвращению в дальнейшем. Результатом настоящего обзорного исследования явилось обобщение опыта, извлеченного из случаев некорректной работы систем автоматического регулирования гидроагрегатов в мировой практике.

Исходя из материалов, собранных в рамках данной статьи, можно сделать следующие обобщенные выводы:

1. Обеспечение высокого качества регулирования частоты в энергосистемах с малой инерционностью и (или) большим количеством гидроэлектростанций является сложной задачей, решение которой требует координации широкого спектра работ: совершенствования нормативно-технической документации и рыночных механизмов, внедрения систем мониторинга, совершенствования методов настройки и испытаний систем автоматического управления, создания более точных математических моделей турбин и их систем управления.

2. Переход на рыночные механизмы потребовал создания четких критериев по участию генерирующего оборудования в первичном регулировании частоты с повышенными требованиями по точности реализации первичной мощности. С учетом работы генерирующего оборудования в «большой» энергосистеме также повысились требования и по скорости реализации первичной мощности. Это позволило обеспечить более высокое качество регулирования частоты в нормальных режимах работы энергосистемы. Однако повышение точности и скорости выдачи первичной мощности во многих случаях не может обеспечить устойчивого регулирования частоты при аварийном или плановом разделении энергосистемы или отделении генерирующего оборудования на изолированный район.

3. Изменение параметров настроек и алгоритмов систем автоматического регулирования гидроагрегатов в сторону повышения скорости и точности реализации первичной мощности ухудшает устойчивость регулирования. При этом испытания на каждом очередном гидроагрегате после такого изменения параметров настроек и алгоритмов не показывают заметного снижения качества регулирования частоты в энергосистеме. Однако увеличение количества гидроагрегатов с такими параметрами настроек и алгоритмами приводит к постепенному снижению качества регулирования частоты, вследствие чего остается незамеченным, и при накоплении «критической массы» таких гидроагрегатов качество регулирования частоты может скачкообразно ухудшиться, приводя к технологическим нарушениям вследствие появления незатухающих колебаний частоты большой амплитуды.

4. В подавляющем числе рассмотренных случаев технологических нарушений в энергосистеме их причиной являлась работа систем автоматического регулирования гидроагрегатов, а именно их некоренная настройка или алгоритмы функционирования.

5. По своей детализации широко используемые математические модели гидротурбин, регулирующих органов и систем автоматического регулирования гидроагрегатов не позволяют выявить возможность их некорректной работы.

6. Задача совершенствования алгоритмов функционирования и выбора параметров настроек систем автоматического регулирования гидроагрегатов является крайне трудоемкой и требует учета большого количества факторов:

- явление гидроудара;
- зона нечувствительности регулирующих органов;
- наличие в энергосистеме других объектов, оснащенных регуляторами частоты и мощности, например вставок и линий постоянного тока;
- возможность аварийного или планового разделения энергосистемы или отделения генерирующего оборудования на изолированный район;
- невозможность проверить работу систем автоматического регулирования гидроагрегатов во всех возможных режимах эксплуатации путем проведения натурных испытаний.

Список литературы

- ГОСТ Р 55890-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 2014-09-01 / АО «СО ЕЭС». – Москва: Стандартинформ, 2014.
- 2. Пивоваров В. А. Проектирование и расчет систем регулирования гидротурбин / В. А. Пивоваров. Ленинград: Машиностроение, 1973. 288 с.
- Munoz-Hernandez G. A., Mansoor S. P., Jones D. I. Modelling and Controlling Hydropower Plants / G. A. Munoz-Hernandez, S. P. Mansoor, D. I. Jones. – Springer, 2013. – 299 p.

- Analysis and application of the stability limits of a hydro-generating unit / D. T. Phi, E. J. Bourque, D. H. Thorne, E. F. Hill // IEEE Transactions Power Apparatus and Systems. – 1981. – vol. PAS-100, no. 7. – pp. 3203–3212.
- Benson A. R., Wohlgemuth D. G. Sytem frequency stability in the pacific Northwest. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III / A. R. Benson, D. G. Wohlgemuth // Power Apparatus and Systems. – 1962. – vol. 81, no. 3. – pp. 765–769.
- 6. Discussion. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III // Power Apparatus and Systems. 1962. vol. 81, no. 3. pp. 769–773.
- Schleif F. R., White J. H. Damping for the Northwest Southwest tieline oscillations an analog study / F. R. Schleif, J. H. White // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1966. – vol. PAS-85, no. 12. – pp. 1239–1247.
- Schleif F. R., Martin G. E., Angell R. R. Damping of system oscillations with a hydrogenerating unit / F. R. Schleif, G. E. Martin, R. R. Angell // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1967. – vol. PAS-86, no. 4. – pp. 438–442.
- Arango O. J., Sanchez H. M., Wilson D. H. Low frequency oscillations in the Colombian power system – identification and remedial actions / O. J. Arango, H. M. Sanchez, D. H. Wilson // CIGRE 2010 Session.
- 10 Analysis of very low frequency oscillation in hydro-dominant power systems using multi-unit modeling / Hugo Villegas Pico, J. D. McCalley, A. Angel, R. Leon, N. J. Castrillon // IEEE Transactions on Power Systems. – 2012. – vol. 27, no. 4. – pp. 1906–1915.
- 11. The effects of hydro power plants' governor settings on the stability of turkish power system frequency / M. E. Cebeci, U. Karaagac, O. B. Tor, A. Ertaş // ELECO Conf. 2007.
- Assessment of the effect of hydroelectric power plants' governor settings on low frequency inter area oscillations / C. Gencoglu, O. B. Tor, E. Cebeci, O. Yilmaz, A. N. Guven // International Conference on Power System Technology (POWERCON): IEEE. – 2010.
- Nassar I. Improvements of primary and secondary control of the turkish power system for Interconnection with the european system: PhD thesis / I. Nassar; University of Rostock. – Germany, 2010. – 185 p.
- Wang J., Zhang J., Yin Y. HVDC islanding testing analysis and control parameter optimization / J. Wang, J. Zhang, Y. Yin // International Conference on Advances in Energy and Environmental Science (ICAEES): IEEE. – 2015. – pp. 735–741.
- Chen G. Practical strategy for adjusting parameters of hydro-governors / G. Chen // Proc. Int. Conf. IEEE Power System Technol. – 2018. – pp. 585–590.
- Gong T. R., Wang G. H., Li T. Analysis and control on ultra low frequency oscillation at seeding end of UHVDC power system / T. R. Gong, G. H. Wang, T. Li // Proc.Int. Conf. IEEE Power System Technol. – 2014. – pp. 832–837.
- Overview of China's hydropower absorption: evolution, problems, and suggested solutions / J. Shen, C. Cheng, Q. Shen, J. Lu, J. Zhang // IET Renewable Power Generation. – 2019. – 13. – pp 2491–2501.
- Research on damping control index of ultra-low-frequency oscillation in hydrodominant power systems / G. Chen, C. Liu, C. Fan, X. Han, H. Shi, G. Wang, D. Ai // Sustainability. – 2020. – vol. 12, no. 18: – pp. 7316. – DOI: https://doi.org/10.3390/ su12187316.

- Mo W., Chen Y., Chen H. Analysis and measures of ULFO in a large-scale hydropower transmission system / W. Mo, Y. Chen, H. Chen // Special issue on asynchronous interconnect and generation: IEEE. – 2018. – pp. 1–8.
- Zhou X., He P. A coordinated damping control for ultralow-frequency oscillation in a DC isolated system / X. Zhou, P. He // Emergency Development in the Power and Energy Industry. – London: Taylor & Francis Groupe, 2020. – pp. 166–174.
- Research on HVDC transmission power scheduling on the background of asynchronous interconnection / Y. Chen, X. Zheng, H. Chen, Y. Zhang, J. Zhu, J. Chen, Z. Liang, J. Chen // 2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT-Asia). 2017. pp. 1–5.
- 22. Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2017-2021. Oslo: Statnett, 2017. 92 p.
- Saarinen L., Norrlund P., Lundin U. Tuning PFC using robust control theory in a power system dominated by hydropower / L. Saarinen, P. Norrlund, U. Lundin // CIGRE. – 2016.
- 24. NAG Frequency Quality Report. ENTSO-E System Operations Committee, Regional Group Nordic, Nordic Analysis Group, 2015. – 84 p.
- 25. Nordic Balancing Philosophy. ENTSO-E System Operations Committee, Nordic Operations Development Group, 2021. 24 p.
- 26. Olsson H. Future frequency control services in the Nordic power system, PhD thesis, Uppsala Universitet, Sweden, 2017. 70 p.

Герасимов Дмитрий Александрович, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gerasimov_d@ntcees.ru

Гуриков Олег Викторович, канд. техн. наук, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (AO «НТЦ ЕЭС»). E-mail: gurikov_o@ntcees.ru

ИМЕНА И ДАТЫ

В связи с 90-летием Льва Ананьевича Кощеева

Л. А. Кощеев Моя первая статья

Речь идет о статье Л. А. Кощеев, Ю. А. Розовский «Исследование статической устойчивости дальних электропередач с подпорными синхронными компенсаторами». Известия НИИ постоянного тока № 3 1958 г. Я прекрасно помню и эту статью (все-таки первая), и все, что ей сопутствовало. Наибольший интерес в статье представляет описание системного эксперимента, в котором из нескольких последовательно соединенных воздушных линий (ВЛ) высоковольтной сети Ленэнерго создавался аналог электропередачи 400 кВ Сталинградская ГЭС¹ – Москва. В средней точке этой передачи подключался один из гидрогенераторов ГЭС Энсо, выполнявший роль подпорного синхронного компенсатора (п.с.к.). Основной целью эксперимента была оценка влияния п.с.к. с сильным регулированием возбуждения на пропускную способность электропередачи по условиям статической устойчивости. С этой целью были определены предельные возможности передачи без п.с.к. и при подключении п.с.к. с сильным регулирования.

В 1950-е и 1960-е годы в СССР широким фронтом проводились исследования и поиск оптимальных решений проблемы передачи больших объемов электроэнергии на дальние расстояния. Под эту проблему в 1945 г. был создан НИИПТ, в той или иной мере этой проблемой занимались в ряде научно-исследовательских и проектных организаций, а также научных центрах при ВУЗах.

В НИИПТ наряду с разработкой технических решений в области передачи постоянным током проводились исследования передачи переменным током с продольной емкостной компенсацией реактивного сопротивления воздушной линии, а также электропередачи с подпорными синхронными компенсаторами.

Вариант передачи с п.с.к. разрабатывался в лаборатории электрических систем под руководством канд. техн. наук Ю. А. Розовского. Ему же принадлежала идея проведения системного эксперимента. Практически реализовать этот эксперимент удалось в значительной степени благодаря участию в его подготовке и проведении главного диспетчера Ленэнерго А. И. Казачкова. Мне было поручено привезти на ГЭС Энсо регулятор возбуждения (АРВ) сильного действия (в то время это была стандартная панель распредустройства), установить и смонтировать этот регулятор таким образом, чтобы на время эксперимента можно было переключать систему возбуждения генератора со штатной системы регулирования на регулирование сильного действия, настроить АРВ сильного действия и управлять этим хозяйством во время проведения эксперимента.

У меня к этому времени уже был опыт работы с АРВ сильного действия, полученный при исследованиях на электродинамической модели, которые проводились под

¹ Наименование этого и других энергообъектов, упомянутых в данной статье, соответствует принятому в 1950-е годы.

руководством д-ра техн. наук Г. Р. Герценберга (Всесоюзный электротехнический институт – ВЭИ им. В. И. Ленина). При выполнении этих работ использовались несколько типов АРВ, изготовленных в ВЭИ. Один из этих образцов и был использован в эксперименте для регулирования возбуждения гидрогенератора в качестве синхронного компенсатора. В отличие от АРВ генераторов основными стабилизирующими параметрами для АРВ синхронного компенсатора были первая и вторая производные напряжения (U', U'').

Для сочетания APB сильного действия с электромашинной системой возбуждения гидрогенератора пришлось прибегнуть к различным ухищрениям, чтобы дать возможность реально проявиться сильному регулированию несмотря на инерционность системы возбуждения.

Наладочные работы и значительная часть монтажных проводились главным образом при кратковременных отключениях генератора и разгрузке его до режима холостого хода. В общей сложности эта работа заняла около двух месяцев. На все это время в помощь мне был придан квалифицированный электромеханик лаборатории электрических систем Ю. П. Теллинен.

ГЭС Энсо располагается у самой границы с Финляндией, в режимной зоне. Вблизи были заброшенные сады с зарослями смородины, малины, крыжовника. Дело было летом, погода стояла отличная, так что жаловаться на вынужденные простои не приходилось.

Ю. П. Теллинен оказался прекрасным электромонтажником, к тому же проявлял изобретательность при решении практических задач. В общем мы с ним выполнили всю подготовительную работу и успешно справились с переключениями и окончательной настройкой APB во время собственно эксперимента.

В ходе эксперимента было определено, что при подключении п.с.к. с регулированием возбуждения сильного действия передаваемая мощность увеличилась на 34%. Принципиально по условиям устойчивости можно было еще увеличить передаваемую мощность, но возникло ограничение из-за перегрузки одного из трансформаторов в составе электропередачи.

Теперь кое-что еще о самой статье и связанных с ней последующих событиях. Описание системного эксперимента представляет наиболее интересную часть статьи в силу уникальности эксперимента, но занимает оно не более трети объема статьи.

Значительную часть статьи занимает описание результатов исследований статической устойчивости той же электропередачи на электродинамической модели, которые я выполнил вместе с И. А. Косовой и Е. Ф. Арзамасцевым до системного эксперимента и дополнительно после его проведения для сопоставления результатов при аналогичных схемных подключениях п.с.к. Исследование динамической устойчивости передачи, в том числе с использованием дополнительных мероприятий выполнялись другой группой сотрудников под руководством Е. А. Марченко.

Очевидно, что рассматриваемая статья писалась с перспективой составить часть диссертации (я в то время учился в заочной аспирантуре НИИПТ).

Сопоставляя эту статью с двумя последующими, написанными без соавторов, можно сделать заключение об идентичности стиля, из чего видимо следует, что статья написана согласно классической схеме написания статьи в соавторстве «старшего» и «младшего» авторов: «старший» определяет основную идею и план статьи и, при необходимости, расставляет акценты на последнем этапе написания статьи, а «младший» пишет основной текст статьи. От этого принципа распределения обязанностей могут быть те или иные отклонения, но в целом он мне представляется разумным.

Кстати, упомянутые две другие статьи, представленные в «Трудах НИИПТ» за 1959 и 1960 г., в совокупности с данной статьей составляли основной объем кандидатской диссертации, которую оставалось только оформить. Но я не стал этого делать. Дело в том, что к моменту опубликования третьей статьи было объявлено о бесперспективности электропередачи с п.с.к., и эта тема была исключена из тематики НИИПТ. В значительной степени это решение было принято в связи с переводом электропередачи на 500 кВ, что определилось в результате комплекса исследований, проведенных и с участием НИИПТ под руководством Н. Н. Тиходеева.

Я решил, что защищать диссертацию по теме, которая не будет внедрена, не имеет смысла. Мой научный руководитель по аспирантуре – Ю. А. Розовский перешел на преподавательскую работу, уволился из НИИПТа, и я его с тех пор не встречал.

Через четыре года я защитил диссертацию на совершенно другую тему. Защищенная диссертация, по моей оценке, слабее той, которую можно было представить по теме передачи с п.с.к. Это не удивительно, так как тема передачи с п.с.к. была если не единственной, то основной в течение двух-трех лет, а в 1964–1965 гг. я мог только выхватить одну из многочисленных работ, которыми приходилось заниматься, и в течение трех-четырех месяцев наспех превратить ее в диссертацию.

Но может быть все получилось и к лучшему. Опыт работы по теме, связанной с дальней электропередачей переменного тока с п.с.к. и сильным регулированием возбуждения пригодился при исследованиях протяженной энергосистемы Сибири, а воспоминания о системном эксперименте через двадцать лет навели меня на мысль сделать нечто подобное еще раз.

Когда лаборатории электрических систем НИИПТ было поручено обеспечить устойчивость электропередачи в Финляндию по вынужденной схеме от выделенного генератора Киришской ГРЭС, я предложил для обоснования нашего предложения создать путем последовательного соединения нескольких элементов сети разных классов напряжения электропередачу, эквивалентную предполагаемой передаче в Финляндию. Проведенный эксперимент показал, что при штатной системе регулирования возбуждения генератора Киришской ГРЭС передать требуемую мощность невозможно, а с использованием нашего предложения по реорганизации системы возбуждения передача требуемой мощности возможна.

Осуществить передачу от выделенного генератора было очень важно, так как позволяло избежать неустойки из-за задержки с вводом вставки постоянного тока (ВПТ). Снятие напряженности с выполнением международных договорных обязательств позволило, кроме всего прочего, провести всесторонние испытания в НИИПТ аппаратуры регулирования, автоматики и защиты преобразовательных блоков ВПТ. При этих испытаниях были выявлены и ликвидированы многочисленные технические огрехи, что позволило включить первый блок ВПТ без каких-либо проблем, по крайней мере со стороны системы регулирования, автоматики и защиты.

Иногда для успеха дела важны не только знания и опыт, но и деловые и дружеские связи, обретенные в молодости.

Ходом работы по подготовке генератора ГЭС Энсо для использования его в качестве п.с.к. постоянно интересовался И.С. Глухов, в то время главный инженер ГЭС Энсо и Роухиала. Я рассказывал ему не только о конкретной задаче и сущности предстоящего эксперимента, но и о других работах лаборатории электрических систем. Его заинтересовало описание электродинамической модели и особенно исследование на ней различных систем сильного регулирования возбуждения генераторов.

Через несколько лет мы вернулись к этой тематике, когда Иван Степанович стал главным инженером строящейся Братской ГЭС, а я провел ни один месяц на Братской ГЭС, занимаясь внедрением различных разработок НИИПТ, в том числе системы автоматического управления возбуждением генераторов. Разработка этой системы была инициирована аварийным случаем на Братской ГЭС, в расследовании которого я принял участие. В дальнейшем это дополнение к сильному регулированию было внедрено и на некоторых других электростанциях.

Иван Степанович всегда с большим интересом относился к нашим работам и помогал в преодолении организационных трудностей. После выхода на пенсию он еще пару лет поработал на электродинамической модели в НИИПТ. При этом категорически отказывался занять какую-либо руководящую должность, работал инженером в группе разработчиков электронных устройств управления и регулирования электродинамической модели.

Вместе с И. С. Глуховым на Братскую ГЭС отправились несколько его молодых сотрудников, в том числе Борис Иванович Русов. К моменту моего первого посещения Братской ГЭС он держал в своих руках и голове всю релейную защиту и противоаварийную автоматику ГЭС. Кроме всего прочего он помог, а вернее осуществил внедрение изобретения, связанного с упомянутой выше системой управления возбуждением генераторов, подобрал необходимые детали, изготовил дополнительные блочки автоматического управления уставкой АРВ и установил их на АРВ всех генераторов Братской ГЭС. Все это можно было сделать в течение двух-трех недель только релейному авторитету Б. И. Русову при поддержке И. С. Глухова. Не знаю, находится ли эта система в эксплуатации до сих пор, но к двадцатипятилетию ее установки я получил поздравление от руководства Братской ГЭС с успешным функционированием в течение всего этого срока.

Кроме описания системного эксперимента и результатов исследования на электродинамической модели в статье определяются требования к основным параметрам п.с.к., в том числе применительно к передаче Сталинградская ГЭС – Москва.

Наряду с обычными синхронными компенсаторами упоминались и так называемые компенсированные синхронные компенсаторы, в цепь статора которых включается батарея статических конденсаторов. Часть общей темы, связанная с применением компенсированных п.с.к., выполнялась нашим главным теоретиком В. А. Андреюком. При этом исследовались неизвестные мне до того проблемы параметрического самораскачивания и самовозбуждения синхронной машины. Эти явления не упоминались в институтском курсе, или упоминались вскользь и не запомнились.

В это время я работал в основном на электродинамической модели, и В. А. Андреюк предложил мне экспериментально проверить выведенную им формулу условий возникновения самовозбуждения. В соответствии с формулой мы выбрали модельный генератор и набрали трехфазную батарею из старых трофейных конденсаторов.

По окончании рабочего дня мы провели эксперимент, который закончился оглушительным взрывом. В результате пострадали конденсаторы, а в моей голове закрепилось опасное соотношение параметров генератора и внешней сети.

Эта история из 1950-х имела продолжение в 1980-е годы.

Лаборатория электрических систем в 1960–1970-е годы сотрудничала по линии так называемого безвалютного научного взаимодействия с несколькими организациями ЧССР и ГДР. На излете такого сотрудничества с ГДР в 1980 г. я был в Главном диспетчерском управлении энергосистемой ГДР (ГДУ ГДР). Почти случайно, рассматривая карту-схему энергосистемы ГДР, заметил, что при одной из возможных ремонтных схем атомной электростанции (АЭС) может возникнуть ситуация, при которой часть генераторов окажется в зоне самовозбуждения. Это было связано прежде всего с принятой в сетях ГДР системой релейной защиты, в результате действия которой случается «зависание» с одного конца линии после самоликвидации короткого замыкания. По соотношению параметров в предполагаемой ремонтной схеме выходило самое опасное асинхронное самовозбуждение, при котором имеет место столь стремительное возрастание напряжения, что практически неизбежен пробой изоляции и повреждение, например, одного из агрегатов собственных нужд. Я обратился к одному из заместителей начальника ГДУ – Гюнтеру Шиблеру, которого хорошо знал. Обратил его внимание на то, что придуманная мной ремонтная схема, возможно, не единственная, и потому вероятность возникновения этой опасности не так уж мизерна.

Оказалось, что никто в ГДУ не знал о таком явлении как самовозбуждение синхронного генератора. События развивались, как в детективной истории. Пришлось прибегнуть к помощи заслуженного профессора Лейпцигского технического университета, который подтвердил мои опасения относительно возможности возникновения самовозбуждения, а в Москве в Главатомэнерго Шиблеру в моем присутствии красочно описали возможные последствия на АЭС. Мне последнее показалось преувеличенным (дело было до Чернобыля), но на Гюнтера, видимо, произвело очень сильное впечатление. По выходе из Главатомэнерго он просил меня никому об этом не рассказывать. Я обещал.

Судя по всему, руководство ГДУ присоединилось к просьбе Г. Шиблера о моем молчании. Вскоре после этих событий я получил предложение подготовить техзадание к контракту для НИИПТ на выполнение исследований в области режимов и устойчивости энергосистемы ГДР. Забегая вперед, скажу, что этот контракт возобновлялся каждый год, иногда раз в два года, до 1990 г. Тематика варьировалась в рамках устойчивости, противоаварийной автоматики, релейной защиты и т. п., но никогда не касалась упомянутой выше проблемы АЭС. Каждый год согласно контракту предусматривалась командировка двух-трех сотрудников лаборатории в ГДУ для представления результатов работы по контракту, чтения лекций, консультаций аспирантов и т. п., а также для согласования техзадания для следующего контракта. В ГДР кроме меня побывали Ю. Д. Садовский, Б. М. Шмелькин, Г. В. Кирьенко, И. А. Косова, В. А. Розанова и др., некоторые неоднократно. Один или два раза съездил Е. А. Марченко. По этому же контракту я приглашал к поездкам сотрудников ЦДУ ЕЭС и ОДУ Северо-Запада для участия в обсуждении результатов наших работ. Часто обсуждения с их участием выходили далеко за рамки этих работ, что оправдывало участие А. А. Окина, В. П. Гериха, Ю. П. Первушина, К. А. Бринкиса. Впрочем, последний принял участие в наших исследованиях по предотвращению и прекращению асинхронного хода в энергосистеме ГДР.

Работы по заказу ГДУ ГДР и поездки были полезны со многих точек зрения. Все вокруг недоумевали, за что НИИПТу такое везение, но я молчал. В конце концов НИИПТ был одной из наиболее квалифицированных организаций в области устойчивости и противоаварийного управления энергосистемами, а энергосистема ГДР, несмотря на относительно небольшие размеры территории, имела проблемы в этой области, в том числе и выявленные в ходе выполнения и обсуждения результатов наших работ. Молчание же, как известно, иногда бывает золотом, а знания, даже случайные, никогда не бывают лишними.

А что же с самовозбуждением генераторов АЭС? Его не было, возможно, потому, что были приняты соответствующие меры, по крайней мере – реконструирована релейная защита ВЛ 400 кВ. Остался еще вопрос – зачем я написал эту статью? Рационального ответа нет. Возможно, в год 90-летия мне захотелось вспомнить дела давно минувших дней – старики часто этим грешат. А может быть захотелось лишний раз выразить благодарность институту, в котором я проработал 67 лет, а с учетом практики и дипломного проектирования – и того больше.

Кощеев Лев Ананьевич, д-р техн. наук, профессор, научный руководитель Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ntc@ntcees.ru

Памяти Евгения Ивановича Петряева



1932 - 2005

Девятого сентября 2022 года исполнилось 90 лет со дня рождения Евгения Ивановича Петряева.

После окончания Московского энергетического института Евгений Иванович в 1956 году начал свою трудовую деятельность на только что вступившей в строй крупнейшей в стране и Европе Куйбышевской (ныне Жигулевской) ГЭС.

В 1964 году он был переведен в недавно образованное Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Северо-Запада – ОДУ Северо-Запада – сначала на должность руководителя группы релейной защиты и автоматики, затем – заместителя главного диспетчера. В 1970 году Е. И. Петряев назначается начальником ОДУ

Северо-Запада, а в 1982-м – начальником ЦДУ ЕЭС.

В 1986 году Евгений Иванович был назначен на пост заместителя министра по эксплуатации электрических станций и сетей. В 1992 году после ликвидации Минэнерго СССР Евгений Иванович возвращается в ЦДУ ЕЭС на должность заместителя начальника ЦДУ, а затем принимает предложение поработать в международном диспетчерском центре ЦДУ ОЭС в Праге.

С 2000 года Евгений Иванович принимал активное участие в реформировании РАО ЕЭС, используя при подготовке нормативно-технической документации свои знания и опыт, приобретенные при руководстве ОДУ Северо-Запада, ЦДУ ЕЭС и ЦДУ г. Праги.

Е. И. Петряев отличался нечиновничьим отношением к новым идеям и предложениям. В должности начальника ОДУ Северо-Запада он поддержал очень смелую идею создания ЦСПА для ОЭС Северо-Запада, а затем, видя иное отношение к этой идее нового руководства ОДУ, он уже будучи начальником ЦДУ ЕЭС СССР, поддержал предложение о реализации ЦСПА в ОЭС Урала.

В должности заместителя министра энергетики Евгений Иванович поддержал разработку, а затем регулярно использовал при планировании развития системообразующей сети методику учета влияния последовательности ввода отдельных объектов на уровень надежности отдельных ОЭС и ЕЭС в целом.

Заслуги Евгения Ивановича отмечены орденами Трудового Красного Знамени, Дружбы народов, Почетной грамотой Президиума Верховного Совета СССР. Он также являлся лауреатом премии Совета Министров СССР.

CONTENT, ABSTRACTS, KEY WORDS

POWER SYSTEM OPERATION CONDITION MANAGEMENT

Energy system dynamic frequency support by DFIG-based wind generator.

Denisenko A. I., Smolovik S. V., Chudny V. S.

The article considers the possibility of maintaining the frequency in the power system in the event of an emergency power shortage by controlling the active power of wind farms of the third type with a double-feed induction generator (DFIG) and inverter equipment. Suggested the method of supplying additional energy stored in the rotating masses of wind turbines to the network by shifting the operating point of wind turbines from the tracking curve for the maximum power output to the virtual inertia control curve. Power system model with a WPP of the 3rd type, built in the Matlab Simulink software package, is used to test the proposed strategy for controlling inverter equipment. The simulation results show that wind farms with the proposed control strategy can provide power output at frequency deviations and thus improve the dynamic frequency response of a network with a high wind farms penetration.

Key words: renewable energy sources, wind generator, maximum power point tracking, virtual inertia control.

Method of searching for the limiting operation conditions in a given controlled section.

Bannykh P. Yu., Gavrilova A. E., Pazderin A. V.

The article presents method of searching for the limiting operation conditions in a given controlled section. The developed method is based on the optimization procedure. The objective function is the sum of active power flows along the transmission lines included in the section. Equations describing the steady state are set as constraints. The Jacobi matrix determinant is assumed to be zero. A distinctive feature of the proposed method is the search for the limiting state in a given section, but not in general in the power system. Among the advantages of the proposed method, one can note the absence of the need to specify a definite mode change vector. The method was applied for 3-node and 4-node networks and showed its efficiency. The article confirms the theoretical possibility of using the method, but further research is required for full use.

Key words: electric networks, electric mode, marginal state of electric power system, optimization, weak section.

On a vector control system for operating ac-grids within high penetration of renewables.

Dvorkin D. V., Novikov A. N., Novikov N. L., Suprunov I. S.

In electric power systems may occur power flows from existing power plants to large load nodes. The flows depend on grids' parts modes, in some cases, existing connections do not have sufficient capacity, considering the need to ensure the issuance of power from both traditional stations and renewable sources.

Power capacity limitations, in its term, may pent up the output of active power from power plants and decrease the reliability of the grid. In some cases, these capacity limitations are caused by current load limits under uneven power load in elements of different nominal voltages. To ease overloaded elements a vector control system can be applied.

Specifically, this task can be realized with flexible AC grids, as such a system of two desynchronizeddoubly-fed synchronous machines (DDFS) with a transformer (autotransformer). Together, they can significantly increase the transfer capacity of a transmission system.

This article describes the operational characteristics of a hybrid system with DDSF machines and assesses its influence on electrical regimes and active power flow. In this paper, we present the

effectiveness of DDFS to increase the transfer capacity. As an example, a part of the southern energy system of Russia is used.

Key words: vector control, desynchronized synchronous machine, transfer capacity increase, active power flow, renewables.

IMPROVEMENT OF METHODS AND TOOLS FOR TRANSIENT PROCESSES STUDYING

Method for calculating the instantaneous frequency of a discrete vector function.

Sedoykin D. N.

This paper deals with the calculation of the instantaneous frequency of a signal whose digital model is represented by a discrete vector function. The object of the study are methods of calculation of instantaneous angular velocity/frequency vector function. The subject of the study are errors in calculating the instantaneous angular velocity/frequency, the causes of occurrence and ways to eliminate them.

The paper considers the basic ways of calculating the instantaneous frequency of a signal represented by a vector function, based on quadrature components (orthogonal projections). The accuracy of each calculation method is evaluated by comparing errors. Practical recommendations for the selection of the measuring range for the instantaneous frequency of the signal and the choice of the sampling frequency are given. It is proved that by changing the modulus of the discrete vector function, the calculation of its angular frequency/velocity will be carried out with an error, and thus, the inexpediency of using the classical method of computing the instantaneous angular frequency in practice is substantiated. It is shown that in order to eliminate this error, the calculation of the instantaneous frequency of the vector function must be performed only after its modulo normalization. A simulation model is presented that clearly demonstrates the methodological and instrumental errors for each of the frequency calculation methods considered in this paper.

Key words: digital signal processing, structural analysis of signals, instantaneous angular frequency, angular velocity of the vector function, frequency calculation error, Hilbert transform, analytical signal.

On the expansion of the simplest power system aperiodic stability limit reaching criterion to the complex systems case.

Legkokonets P. V.

A simplest power system aperiodic stability limit reaching criterion generalization to the case of complex systems satisfying the known correspondence conditions of the EPS characteristic equation constant term sign and the EPS steady state equations Jacobian sign is obtained. The found criterion has the same demonstrative interpretation as the criterion for the simplest system, and makes clear the physical picture of reaching the complex power system aperiodic stability limit.

Key words: electric power system, steady-state aperiodic stability, steady-state operating condition, Jacobian.

Optimization ways of algorithms for calculation multiple non-symmetrical states and calculation relay protection devices settings in software «ARU RZA».

Abakumov S. A., Vishtibeev A. V., Gayazov S. E., Nadobnaya E. A., Savvin D. N., Erekaikin E. I. Most effective ways of optimization calculating algorithms in software «ARU RZA» are described in article. Protection engineer actual issues is considered. Algorithms of equivalent areas of nets and effects of this operation to time of work. Also considered ways to creating subnets from base net. Usage of binary search algorithm during calculating protection settings is described.

Key words: software, short-circuit currents calculation, settings of relay protection, operation analysis, optimization of calculating algorithms.

IMPROVEMENT OF AUTOMATION AND CONTROL SYSTEMS

Test results of the ARPM coordination system and PC SMZU.

Goryachevsky K. S., Dautov A. A., Markhaev E. E., Sinyansky I. V.

The results of tests of the previously proposed system for coordinated operation of automatic unloading in case of power overload and the stability margin monitoring system are presented.

Algorithms for the microprocessor device were developed. The work to upgrade the software is described. Additional software was created to transfer information from the stability margin monitoring system to the coordinated operation of automatic unloading device.

The tests were carried out using the RTDS real-time complex on the model of the Crimean power system.

Key words: electric power systems, relay protection, emergency automatics.

Technological cycle of the monitoring system for the use of emergency control devices.

Goryachevsky K. S., Dautov A.A., Samusik K. A., Sinyansky I. V.

The system for monitoring the functioning of emergency automation devices checks the functioning of the emergency automatics and generates an express protocol in case of its incorrect operation, which helps to quickly find out the causes of accidents in the power system and increases the reliability of the emergency automatics operation.

The main technological cycle of the program collects data from devices, calculates digital models for each device and compares the operation of a real device and a digital model.

The article describes the algorithm of the technological cycle, which is implemented as a separate Windows service.

Key words: electric power systems, relay protection, emergency automatics.

ELECTROMAGNETIC TRANSIENT PROCESSES AND HIGH VOLTAGE TECHNOLOGY

Induced voltages in the screens of cable lines.

Korovkin N. V., Minevich T. G.

Two approaches have been formulated to calculate EMF induced in the shield of buried cable. Integral or differential presentation of electrical and magnetic quantities is possible to use in calculations of electromagnetic field parameters. The scope of application of each approach has been analyzed.

Key words: electromagnetic field equations, magnetic flux, EMF, buried cable, high-voltage line.

The research of conditions for unstable single-phase short circuits clearance in ultra-high voltages lines with installations of longitudinal compensation.

Koshevoi K. E., Krasilnikova T. G.

In this article treat a questions of single-phase reclose of transposed UHV line equipped of longitudinal compensation plant, triple beam and quad beam shunt reactor. An algorithm is being developed to calculate secondary current of arc and transient recovery voltage. The specifics of the implementation of single-phase reclose in case of accidents at various steps of transposition are clarified.

Key words: transposed UHV line, longitudinal compensation plant, single-phase reclose, transient recovery voltage, secondary current of arc, reclosing dead time.

Calculation of transformer cast resonant insulation temperature during ferroresonant processes.

Brilinskii A. S., Evdokunin G. A., Staruhina E. A., Syutkin A. V.

The cases of damage of dry-type transformers associated with melting of the cast resin insulation of their windings, smoke formation and triggering of fire alarms, became the reason for investigation

of the reasons of such accidents. To analyze the electromagnetic processes in the electric grid and the thermal processes in the transformer, computer models of this type of transformer were developed, which allow to calculate the ferroresonant processes in distribution networks and to determine their influence on the heating of the transformer insulation. Based on the studies of the processes in cast resin transformers, it was found that some emergency modes can lead to a significant increase in currents in the windings and, as a consequence, to thermal damage to the insulation.

Key words: computer simulation, cast-insulated transformer, heating, ferroresonance.

Modeling of the magnetic field and the current density distributions in superconducting magnetic energy storage systems.

Bagan S., Govor V. M., Kalimov A. G.

The application of superconducting magnetic energy storage (SMES) wounded with high-temperature superconducting tapes of the second-generation (2G HTS) is a promising way to improve the quality of electricity in microgrids due to a number of advantages over traditional energy storage systems. However, to ensure the high efficiency of such energy storage devices, it is necessary to define the limits of their possible operation, which are mainly determined by the parameters of HTS tapes and the design of the SMES. Calculation of these limits of pancake coils operation is a challenging problem. The example of the HTS coil magnetic field modeling is described in this paper. The approach includes the application of the T-A formulation of the electromagnetic problem in combination with the homogenization of the superconducting coil and Kim critical state model. This formulation of the problem makes it possible to obtain the flux density distribution and the current density distribution over coil cross section. Further its analysis allows investigating coil behavior during an exploitation under different conditions.

Key words: Renewable energy, SMES, HTS tapes, T-A formulation, numerical modeling, hysteresis losses.

FROM THE INTERNATIONAL POWER-ENGINEERING EXPERIENCE

Stability issues of the hydro-turbine governing systems on the example of foreign experience.

Gerasimov D. A., Gurikov O. V.

A review of sources that are devoted to the topic of hydro-turbine governing systems stability issues with examples of their incorrect operation has been carried out. Based on the review, examples of emergency events caused by incorrect operation of hydro-turbine governing systems in the power system of Russia and other countries are presented. For these examples, the causes for the incorrect operation of the hydro-turbine governing systems, as well as the measures taken to prevent the recurrence of similar emergency events are given.

Key words: frequency, speed controller, frequency controller, primary frequency control, oscillatory stability.

NAMES AND DATES

My first article. The 90th anniversary of Lev A. Koscheev. *Koscheev L. A.*

In memory of Evgeniy I. Petryaev.

Content, Abstracts, Key words

Instruction for manuscript submission

ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, регулирование, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии переменным и постоянным током, преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Также в журнале публикуются научные обзоры, научные рецензии и отзывы. Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: Российская Федерация, 194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

2.1. Оформление материалов

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

Шрифт Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, междустрочный интервал – 1,1, абзацный отступ – 0,5 см.

Заголовки, номера и названия таблиц, названия рисунков пишутся без точки в конце. Размеры формул, таблиц и рисунков не должны выходить за пределы текстового поля.

3. Формулы набираются в редакторе MathType. В формульном редакторе (как и в основном тексте) переменные, обозначенные латинскими символами, набираются курсивом; цифры, греческие и русские символы – прямые.

В числах десятичным разделителем является запятая.

Сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кВт, Гц, W, Hz) и названий функций (sin, min, const, exp и т. д.) – прямые без точки в конце.

Размеры шрифтов в формулах: основной размер – 11, индекс – 58 %, мелкий индекс – 50 %, символ – 100 %.

4. **Таблицы.** Все наименования в таблицах необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах

и в тексте должны быть в единицах измерения СИ. Размеры шрифтов в таблицах: основной размер – 10, в таблицах большого размера допускается размер – 9.

5. Рисунки, выполненные при помощи компьютерных программ, передаются в редакцию в электронном виде отдельными файлами (не заверстанными в текстовые файлы статьи), в форматах тех программ, в которых они выполнены. Приемлемыми являются форматы: xls (для графиков и диаграмм), eps, cdr, vsd, tiff или jpeg (c разрешением 300 dpi). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. Список литературы приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

2.2. Вместе с материалами статьи должны быть обязательно предоставлены:

- номер УДК в соответствии с классификатором (в заголовке статьи);
- аннотация статьи на русском и английском языках;
- ключевые слова статьи на русском и английском языках;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- авторская справка.

Образец и шаблон оформления статьи, а также форма авторской справки приведены на сайте журнала: http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php.

2.3. Рассмотрение материалов

Предоставленные в редакцию материалы первоначально рассматриваются редакционной коллегией и передаются для рецензирования. После одобрения материалов, согласования различных вопросов с автором (при необходимости), редакционная коллегия сообщает автору решение об опубликовании статьи. В случае отказа в публикации статьи редакция направляет автору мотивированный отказ.

При отклонении материалов из-за нарушения сроков, требований оформления или не отвечающих тематике журнала материалы не публикуются и не возвращаются.

Редакционная коллегия не вступает в дискуссию с авторами отклоненных материалов.

Публикация материалов осуществляется бесплатно.

Более подробную информацию можно получить по телефонам редакции: Тел. 8 (812) 297-54-10, доб. 210, 213. E-mail: nto@ntcees.ru



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

АО «НТЦ ЕЭС»

АО «Научно-технический центр Единой энергетической системы» (АО «НТЦ ЕЭС») – многопрофильный электроэнергетический российский научно-исследовательский центр, ведущая организация отрасли в области развития системообразующей сети ЕЭС России и межгосударственных электрических связей, признанный в России и мире центр компетенций по вопросам цифрового и физического моделирования энергосистем, исследованию статической и динамической устойчивости.

Научно-исследовательская деятельность общества построена на базе старейшего центра исследований в электроэнергетике – Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ», основан в 1945 году).

Научный потенциал Центра: 6 докторов и 32 кандидата наук. Получено более 1000 авторских свидетельств и патентов на изобретения.

С 2007 г. АО «НТЦ ЕЭС» является дочерним обществом Системного оператора (АО «СО ЕЭС»), его научным и инжиниринговым центром.

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Развитие энергосистем

- Участие в разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России и генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики.
- Разработка и экспертиза схем выдачи мощности электростанций / внешнего электроснабжения потребителей.
- Разработка замещающих мероприятий, обеспечивающих вывод из эксплуатации объектов электроэнергетики.
- Выполнение разделов «Балансы и режимы» в составе проектной документации.
 Разработка и технико-экономическое обоснование мероприятий (проектов) по развитию (сооружению, реконструкции и пр.) электросетевых объектов (линий электропередачи и подстанций) и объектов генерации (объектов по производству электрической энергии).
- Разработка решений для работы объектов, функционирующих на основе ВИЭ в составе энергосистемы.
- Выявление рисков нарушения внешнего и внутреннего энергоснабжения потребителей, разработка технических и организационных мер для их исключения.
- Разработка комплексных программ развития электрических сетей всех классов напряжения.

Системные исследования

- Решение задач в области надежности, живучести и управляемости электроэнергетических систем и систем внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.
- Развитие технологий производства, накопления и передачи электрической энергии.
- Математическое, цифровое и физическое моделирование энергосистем, генерирующих и энергопринимающих устройств, объектов электросетевого хозяйства, систем управления агрегатного, станционного и системного уровней.
- Анализ текущих и перспективных электрических режимов и устойчивости электроэнергетических систем.
- Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.
- Испытания и настройка систем управления агрегатного, станционного и системного уровней.

АО «НТЦ ЕЭС»

Противоаварийная автоматика, системы управления и релейной защиты

Разработка и проектирование устройств и систем релейной защиты, режимного и противоаварийного управления для энергособъектов и энергосистем.

Сертификация оборудования и устройств в Системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС»

Сертификация автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов, устройств АЛАР, ЛАПНУ, АЧР, АРПМ, АОПЧ, АРКЗ и ФТКЗ, АОПО, УСВИ, ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, ФОДТ, ФОБ, ФОСШ и АУВ с функцией ФОВ, концентраторов синхронизированных векторных данных.

Независимая оценка квалификаций в электроэнергетике

- Диспетчер по управлению электроэнергетическим режимом работы электроэнергетической системы.
- Старший диспетчер по управлению электроэнергетическим режимом работы электроэнергетической системы.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ БАЗА

Экспериментальная база Центра состоит из самой большой в мире электродинамической модели, входящей в состав цифро-аналого-физического комплекса (ЦАФК), и одного из самых производительных в России программно-аппаратных комплексов реального времени (RTDS), которые позволяют обеспечить адекватное физическое или цифровое моделирование энергосистем любой степени сложности, включающих модели современных источников электроэнергии (ГТУ/ПГУ, ВИЭ) и микропроцессорных устройств управления, автоматики и защиты.

С использованием данных комплексов выполняется сертификация, проверка на функционирование и соответствие техническим требованиям нормативных документов, а также настройка для конкретных схемно-режимных условий эксплуатации цифровых устройств регулирования, управления, релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики любого уровня.









Цифро-аналогово-физический комплекс (ЦАФК)

Вычислительный программноаппаратный комплекс (RTDS)

АО «НТЦ ЕЭС» / Россия, 194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А +7 (812) 297-54-10, доб. 272; Факс: +7 (812) 552-62-23; ntc@ntcees.ru



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

ПВК «АРУ РЗА»: ОТЕЧЕСТВЕННАЯ РАЗРАБОТКА МИРОВОГО УРОВНЯ

Программно-вычислительный комплекс для расчёта токов короткого замыкания,

АВТОМАТИЗИРОВАННОГО РАСЧЕТА УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

и проверки электротехнического оборудования (ПВК «АРУ РЗА») – ориентирован на специалистов служб РЗА сетевых и генерирующих компаний, АО «СО ЕЭС», проектных институтов.

РЕАЛИЗОВАНЫ СЛЕДУЮЩИЕ МОДУЛИ И ФУНКЦИИ

- графический редактор с возможностью работы с несколькими изображениями одной сети
- табличный редактор
- модуль Команд Управления и Расчёта Сети (К.У.Р.С.)
- функция полного импорта моделей и графических изображений, фонда устройств РЗ из ПВК «АРМ СРЗА»
- функция построения модели сети из специализированных комплексов, функционирующих на базе CIM (CK-11)
- модуль расчёта электрических величин при любых типах множественных повреждений, в том числе с учетом:
 - нелинейных элементов
 - элементов FACTS
 - модуль расчёта эквивалентной схемы электрической сети
- модуль групповой коррекции сетей
- модуль автоматического расчёта параметров схемы замещения элементов сети по паспортным данным оборудования
- модуль расчета параметров воздушных и кабельных линий
- функция поиска элементов, входящих в заданное число поясов для узла
- наиболее полная база силового оборудования с заданными параметрами
- и возможностью редактирования и создания собственных образцов
- модуль контроля исходных данных и топологии электрической сети
- проверка классов напряжений в узлах
- библиотека нормативных документов
- модуль РЗА:
 - расчета уставок релейных защит (ТЗНП, ТЗОП, МТЗ, ДЗ, ДФЗ, ДЗЛ, ДЗШ, ВЧЗ) с функцией формирования протокола расчётов уставок в формате MS Word;
 - автоматического формирования бланков параметрирования микропроцессорных защит;
 - анализа срабатывания защит для обеспечения ближнего и дальнего резервирования с проверкой корректности работы устройств РЗ
- модуль анализа срабатывания защит для обеспечения ближнего и дальнего резервирования с проверкой корректности работы устройств РЗ
- модуль автоматизированного расчёта уставок устройств РЗА с учетом требований чувствительности и селективности



ПВК «АРУ РЗА»: ОТЕЧЕСТВЕННАЯ РАЗРАБОТКА МИРОВОГО УРОВНЯ

- модуль расчёта производной схемы прямой последовательности (расчет шунтов)
- модуль проверки оборудования на термическую и динамическую стойкость току КЗ с расчётом ударного тока и теплового импульса
- модуль определения места повреждения
- модуль определения минимального состава генерирующего оборудования по условиям функционирования устройств РЗ
- вывод результатов расчётов в файлы форматов TXT, DOCX, XLS, HTML
- сохранение графического изображения сети в файлы форматов: PNG, SVG, PDF

В БЛИЖАЙШЕЕ ВРЕМЯ БУДУТ ДОСТУПНЫ

- шаблоны типовых электрических принципиальных схем РУ электрических станций и подстанций
- модуль для расчёта токов КЗ в сетях, питающих тяговые подстанции с разработкой подробных моделей тяговой электрической сети и тяговой нагрузки

ПВК «АРУ РЗА» активно используется в АО «СО ЕЭС», генерирующих компаниях, организациях нефтегазовой отрасли, проектных институтах России и Казахстана, включен в учебный процесс вузов: ПЭИПК, НГТУ, КГЭУ, АлтГТУ.

ПВК «АРУ РЗА» может работать с различными операционными системами, в том числе отечественного производства на базе ядра Linux.

Автоматизированные пакетные расчеты с помощью ПВК «АРУ РЗА» позволяют существенно снизить число рутинных однотипных операций, что способствует значительному сокращению время – и трудозатрат специалистов РЗиА в совокупности со снижением влияния человеческого фактора на итоги проделанной работы.



Является основным расчётным средством для определения уставок РЗА и токов КЗ в АО «СО ЕЭС» (введён в промышленную эксплуатацию

с 11.01.2021 г. – распоряжение №151р от 30.12.2020 г.)

Включен в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных (запись в реестре №4128 от 11.12.2017 г.)

ПВК «АРУ РЗА» удостоен международной премии «Время инноваций – 2021» в номинации «Проект года» (Дубай, 2021 г.)

АО «НТЦ ЕЭС» Россия, 194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А +7 (812) 297-54-10, доб. 272; Факс: +7 (812) 552-62-23; ntc@ntcees.ru; www.ntcees.ru