

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НИЖЕГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ им. Р.Е. АЛЕКСЕЕВА»**

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

№ 3

Нижний Новгород 2022

УДК 621.3

ББК 31.2

Интеллектуальная электротехника / НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2022. № 3 (19). – 144 с.

Выходит 1 раз в квартал

Журнал включен ВАК при Минобрнауки России в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук по специальностям 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы (технические науки), 2.4.3. Электроэнергетика (технические науки)

Главный редактор

Алексей Борисович Лоскутов, д-р техн. наук, профессор

зам. гл. редактора

Андрей Борисович Дарьенков д-р техн. наук, доцент

Елена Николаевна Соснина д-р техн. наук, профессор

отв. секретарь

Андрей Владимирович Шалухо канд. техн. наук

отв. редактор

Валерия Игоревна Казакова канд. филос. наук, доцент

выпускающий редактор

Иван Алексеевич Липужин канд. техн. наук

ЧЛЕНЫ РЕДКОЛЛЕГИИ:

Геннадий Яковлевич Вагин

д-р техн. наук, профессор

Леонид Абрамович Герман

д-р техн. наук, профессор

Валерий Геннадьевич Гольдштейн

д-р техн. наук, профессор

Игорь Васильевич Гуляев

д-р техн. наук, профессор

Павел Владимирович Илюшин

д-р техн. наук

Анатолий Викторович Кузнецов

д-р техн. наук, профессор

Александр Леонидович Куликов

д-р техн. наук, профессор

Виктор Николаевич Мещеряков

д-р техн. наук, профессор

Георгий Борисович Онищенко

д-р техн. наук, профессор

Александр Сергеевич Плехов

канд. техн. наук, доцент

Александр Юрьевич Смирнов

д-р техн. наук, доцент

Vitezslav Styskala

д-р техн. наук, профессор (Чехия)

Владимир Георгиевич Титов

д-р техн. наук, профессор

Олег Станиславович Хватов

д-р техн. наук, профессор

Юрий Иванович Хохлов

д-р техн. наук, профессор

Александр Иванович Чивенков

д-р техн. наук, профессор

Roustiam Chakirov

д-р техн. наук, профессор (Германия)

Учредитель и издатель:

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Нижегородский государственный технический университет
им. Р.Е. Алексеева»

(603950, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. Минина, д. 24)

Электронная версия журнала:
<https://ie.nntu.ru>

*СМИ зарегистрировано Роскомнадзором
ПИ № ФС77-81688 от 06 августа 2021 г.*

ISSN 2658-6754

УДК 621.3

© Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ	4
Онищенко Г.Б., Чивенков А.И., Крахмалин И.Г. Комплексная система сопряжения параметров электрогенерирующих установок	4
Хватов О.С., Кобяков Д.С. Асинхронные дизель-генераторные электростанции переменной частоты вращения	19
Федорова В.А., Кириченко В.Ф., Глазырин Г.В. Разработка автоматического устройства ускоренной синхронизации генераторов	32
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА	49
Куликов А.Л., Зинин В.М. Требования к информационной безопасности в электроэнергетике и их реализация в интеллектуальных устройствах цифровых подстанций	49
Круглыхин П.И., Уфа Р.А., Рудник В.Е., Васильев А.С. Оценка влияния объектов солнечной генерации на устойчивость энергорайона со слабыми связями	79
Кралин А.А., Крюков Е.В., Бедретдинов Р.Ш., Кралин А.А. Применение тиристорного регулятора напряжения для управления параметрами электроэнергии в замкнутой сети среднего напряжения	101
Таваров С.Ш. Моделирование режима работы городской распределительной электрической сети с учетом ряда переменных факторов ...	115
Кошкарева Л.А. Поведение релейной защиты при коммутационных и аварийных режимах работы управляемого шунтирующего реактора 500 кВ	125
ХРОНИКА	137
Илюшину Павлу Владимировичу 50 лет.....	137
Издательская жизнь НГТУ 2022	140

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ

УДК 621.3.06

DOI 10.46960/2658-6754_2022_3_04

**КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА СОПРЯЖЕНИЯ
ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩИХ
УСТАНОВОК****Г.Б. Онищенко**

ООО «НТЦ «Приводная Техника»

Москва, Россия

e-mail: eapu@mail.ru

А.И. Чивенков

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Нижний Новгород, Россия

e-mail: chyvenkov@nntu.ru

И.Г. Крахмалин

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Нижний Новгород, Россия

e-mail: fedor@mts-nn.ru

Статья посвящена применению автоматизированных систем регулирования параметров напряжения электрических сетей в условиях распределенной генерации. Ограниченная мощность линий электропередачи в промышленных центрах определяет необходимость введения дополнительных электрогенерирующих установок непосредственно в точках подключения потребителей, зачастую имеющих разнохарактерные выходные параметры. Для интеграции их в единую энергетическую систему необходимо применение систем сопряжения параметров выходных напряжений. Рассмотрены предложения по использованию комплексной системы сопряжения в распределительных сетях напряжением 6,10 кВ. Проанализировано влияние комплексной системы сопряжения на режимы работы электрической сети. Даны рекомендации по интеграции комплексной системы сопряжения в электрической сети.

Ключевые слова: комплексная система сопряжения, параметров напряжений, режимы работы электрической сети, трансформаторно-тиристорный регулятор напряжения, универсальный преобразователь.

Для цитирования: Онищенко Г.Б., Чивенков А.И., Крахмалин И.Г. Комплексная система сопряжения параметров электрогенерирующих установок // Интеллектуальная Электротехника. 2022. № 3. С. 4-18.
DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_04

COMPLEX SYSTEM OF COUPLING PARAMETERS OF ELECTRIC GENERATING PLANTS

G.B. Onishchenko

LLC “STC Drive Technique”
Moscow, Russia
e-mail: eapu@mail.ru

A.I. Chivenkov

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia
e-mail: chyvenkov@ntnu.ru

I.G. Krakhmalin

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia
e-mail: fedor@mts-nn.ru

Abstract. The article is devoted to the application of automated systems for regulating voltage parameters of electrical networks in conditions of distributed generation. The limited capacity of power transmission lines in industrial centers determines the need to introduce additional power generating units directly at the connection points of consumers often having different output parameters. To integrate them into a single energy system, it is necessary to use systems for coupling output voltage parameters. The presented materials consider proposals for the use of an integrated interface system in distribution networks with a voltage of 6, 10 kV. The influence of a complex interface system on the operating modes of the electrical network is considered. Recommendations on the integration of a complex interface system in the electrical network are proposed.

Keywords: complex interface system, voltage parameters, electrical network operation modes, transformer-thyristor voltage regulator, universal converter.

For citation: G.B. Onishchenko, A.I. Chivenkov and I.G. Krakhmalin, “Complex system of coupling parameters of electric generating plants”, *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 4-18, 2022. DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_04

1. Введение

В условиях развивающейся инфраструктуры промышленных районов при невозможности модернизации действующих сетей электроснабжения зачастую требуется введение дополнительных источников электроэнергии малой генерации. К ним могут относиться: дизельгенераторы, солнечные и электрохимические преобразователи, ветроэлектростанции, имеющие различные по величине, числу фаз и характеру выходные напряжения.

Применение дополнительных источников питания в распределительных сетях привело к развитию сетей с распределенной генерацией и, как следствие, к использованию устройств сопряжения источников питания с различными параметрами выходного напряжения с целью объединения их в единую энергетическую систему электроснабжения с установленными параметрами.

Представленные материалы посвящены рассмотрению интеграции комплексной системы сопряжения (КСС) в распределительной сети. В комплексной системе сопряжения объединены трансформаторно-тиристорный регулятор напряжения (ТТРН) и универсальный преобразователь (УП).

II. Материалы и методы

Комплексная система сопряжения объединяет в себе два основных объекта, осуществляющие регулирование параметров качества напряжений электрической сети.

Первый объект – ТТРН – включает в себя силовой трансформатор с регулировочными обмотками и тиристорное устройство регулирования под напряжением (РПН), выполняющие функцию сопряжения и регулирования переменных напряжений в единой энергетической системе.

Второй объект – универсальный преобразователь – имеет структуру, в которую входят: *AC/DC* преобразователь; емкостной накопитель промежуточного звена постоянного тока; *DC/AC* преобразователь (инвертор). *DC/AC* преобразователь работает либо в режиме инвертора, либо в режиме активного выпрямителя [1]. *AC/DC* преобразователь обеспечивает работу в трех режимах:

- активный выпрямитель;
- конвертор напряжений;
- инвертор напряжений.

Таким образом, УП позволяет осуществить подключение к входным цепям переменного трехфазного напряжения или постоянного напряжения с широким диапазоном изменения величин напряжений. Выходное напряжение формируется с соблюдением требований ГОСТ 32144-2013. Структура УП с промежуточным звеном постоянного тока обеспечивает:

- симметрирование токов трехфазной сети;
- компенсацию реактивных составляющих токов трехфазной сети;
- компенсацию высших гармонических составляющих (активный фильтр).

ТТРН выполнен с устройством РПН, реализующим способ плавно-дискретного регулирования напряжения с заранее установленными значениями углов переключения тиристоров с регулированием выходного напряжения по линейному закону. Предварительное определение фазовых углов переключения позволяет определить генерируемые высшие гармонические составляющие на стадии проектирования, что упрощает алгоритм управления УП в режиме активного фильтра.

С использованием КСС решаются вопросы интеграции практически любых типов дополнительных источников питания, включая источники с нестабильными параметрами выходного напряжения, в общепромышленной сети электропитания при применении УП, имеющего входные цепи подключения разнохарактерных источников питания.

Введение КСС в сеть электропитания изменяет режимы ее работы: изменение активной и реактивной составляющих мощности узла нагрузки; статические и динамические характеристики узла нагрузки; изменения напряжений. В этом случае КСС выполняет функцию перенастройки параметров под характеристики нагрузки и источника, реализуя местное регулирование и стабилизацию параметров качества питающего напряжения. Как адаптивный электромагнитный элемент КСС воздействует на целый ряд процессов в питающей сети, исследование кооторых является самостоятельным направлением.

III. КСС в распределительной сети как элемент общей системы электроснабжения

На рис. 1а приведено упрощенное отображение КСС, включающей: тиристорный контактор ТК, силовой трансформатор Тр-р, универсальный преобразователь УП.

Промышленная сеть (S_0) обеспечивает питание КСС. Дополнительным может являться любой из возобновляемых источников (S_B), подключенный к входу УП. Основная энергия передается через тиристорный контактор (ТК) РПН и трансформатор на шинную сборку (0,4 кВ), где суммируется с S_B . Возможность реверса потоков мощности по активной и реактивной составляющим схемотехнически обозначена двунаправленными стрелками. По отношению к питающей сети КСС может выступать как потребителем электрической энергии, так и источником в соответствии с соотношением мощностей S_H и S_B .

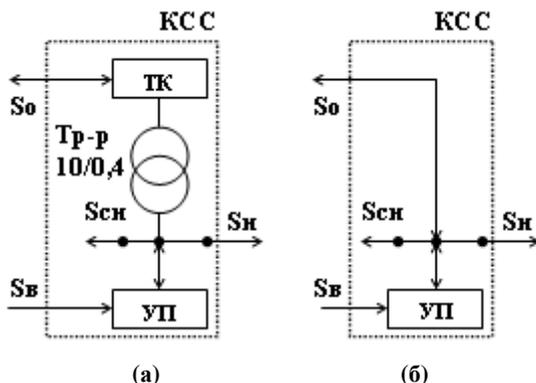


Рис. 1. Варианты применения КСС

Fig. 1. Variants of application of complex coupling system

На рис. 1б (упрощенный вариант) трансформатор и тиристорный контактор исключены. В таком варианте исполнения КСС работает непосредственно в сети 0,4 кВ и при избытке мощности генерации его выдacht электрическим путем обеспечивает ближайший трансформатор. В автономной сети разница между мощностями генерации и потребления накапливается в аккумуляторных батареях (АБ).

Определим различие обозначений КСС:

- с высоковольтным трансформатором КСС_{ВН} по схеме на рис. 1а;
- без трансформатора – КСС_{НН} по схеме на рис. 1б.

Выбор элементов КСС по нагрузке S_n выполняется в предположении, что КСС должен нести полную нагрузку, например, в аварийном режиме или при выполнении планово-предупредительных работ (ППР).

Дополнительно можно отметить особенность КСС_{НН} – возможность согласования потоков мощности систем с различной частотой напряжений.

IV. Подключение КСС в распределительной сети

При интеграции КСС в распределительные сети возможны два варианта:

- установка оборудования новой электрической подстанции (ПС);
- модернизация ПС с уже имеющимся оборудованием.

В первом варианте используется КСС с ТТРН и УП. Во втором варианте существующие трансформаторы используются после установки дополнительного оборудования: тиристорного устройства РПН – на стороне высокого напряжения (ВН); УП – на стороне низкого напряжения (НН). Несомненно, что работа КСС будет влиять на режимы работы сетей, в связи с этим, необходимо определить возможные точки его подключения

в действующих сетях среднего и низкого напряжений. Наиболее благоприятным следует считать применение в распределительных сетях на напряжении 0,4 кВ. Возможна реализация нескольких вариантов подключения: при модернизации существующего оборудования (рис. 2 а,б,в,г); при интеграции новой ПС с комплектным оборудованием КСС (рис. 2д).

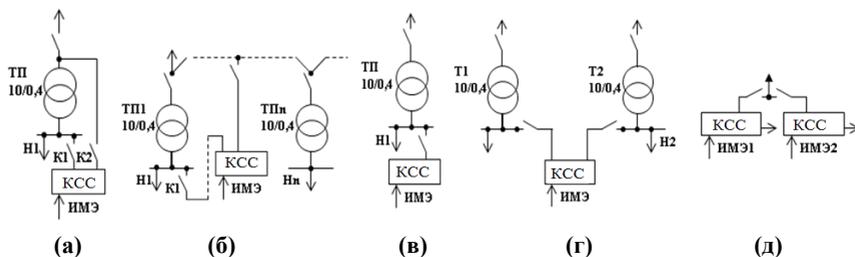


Рис. 2. Подключение КСС в распределительных сетях

Fig. 2. Connection of complex coupling systems in distribution networks

На рис. 2а КСС выполнен по «полной» схеме КСС_{ВН} и работает в параллель с основным трансформатором ПС. КСС выбирается на мощность S_B и в аварийном режиме требуется разгрузка до этого значения. На рис. 2б КСС_{ВН} используется как элемент магистральной схемы для обеспечения питания собственной нагрузки. В случае резервирования устанавливается переключатель на ближайшую ПС. На рис. 2в и 2г представлены варианты подключения КСС_{НН}. Рис. 2г – КСС_{НН} реализует функции автоматического ввода резерва. Рис. 2д – вводимая ПС с КСС_{ВН} или КСС_{НН}, реализующая возможность каскадного наращивания мощности.

Основная задача КСС – объединить разнотипные источники малой генерации в единую сеть с установленными параметрами и обеспечить их функционирование параллельно с основным источником электропитания. КСС реализует возможность расширения функций регулирования параметров качества электрической энергии в питающей сети. Основными критериями здесь являются условия: компенсация потерь реактивной мощности; достижение минимальных потерь активной мощности; повышение пропускной способности линий в сети при заданных ограничениях по допустимой величине отклонений напряжений и рабочей реактивной мощности источников питания.

Рассмотрим варианты использования КСС в распределительной сети. Материал представляет демонстрационный характер, а числовые характеристики – вероятностные показатели.

У. КСС – единственный источник питания

Предположим в качестве основного источника S_0 , дизель-генератор или мини-ГЭС со стабильной во времени генерацией. При необходимости увеличения мощности нагрузки потребуются дополнительный источник электропитания. Очевидно, что введение любого другого дополнительного источника будет в той или иной степени уменьшать нагрузку основного.

В случае установки в качестве дополнительного источника ветрогенератора все его недостатки как нестабильного источника могут отразиться, в том числе, на качестве электроэнергии в точке подключения в силу различных постоянных времени систем регулирования как ветрогенератора, так и самого основного источника. Выход – следует применить КСС, причем, вероятнее всего, КСС_{нн}. Мощность выходных цепей КСС будет определяться нагрузкой S_n .

Ошибочно считать, что располагаемая мощность будет $S_p = K_3 S_0 + S_b$, т.к. значение мощности ветрогенератора S_b во времени не гарантировано, поэтому $S_p = K_3 S_0$. При условии, что коэффициент загрузки основного источника обычно составляет $K_3 = 0,7$, возникает возможность за счет временного повышения K_3 несколько увеличить S_p на небольшую величину, например, на $0,2 S_0$.

Относительно продолжительное уменьшение скорости ветрового потока [2], а, следовательно, и снижение мощности ветрогенератора должны компенсироваться за счет предварительного накопления энергии его штатной аккумуляторной батареей, а при ее недостаточной емкости – дополнительной емкости накопителя промежуточного звена преобразования в составе КСС.

Соответственно можно констатировать, что возможность увеличения мощности потребления нагрузкой обеспечивается не за счет введения дополнительного источника – ветрогенератора, а исключительно за счет нагрузочной способности основного источника. Ветрогенератор представляет из себя временный дополнительный источник $S_b(t)$, позволяющий снизить $K_3(t)$ основного источника до нормальной величины (рис. 3). При снижении величины нагрузки (например, в ночное время) ветрогенератор обеспечивает заряд аккумуляторных батарей.

Алгоритм работы системы управления КСС должен учитывать как непостоянство параметров возобновляемого источника энергии, так и требования к режимам работы нагрузки. При максимальной генерируемой мощности ветрогенератора в рассматриваемом примере можно обеспечить максимальную мощность нагрузки $S_p = 1,1 \cdot S_0$ с K_3 равным 0,9 основного источника.

Если на интервалах времени отсутствия ветрового потока емкости аккумуляторных батарей недостаточно, осуществляется принудительное отключения части нагрузки по заранее установленному графику.

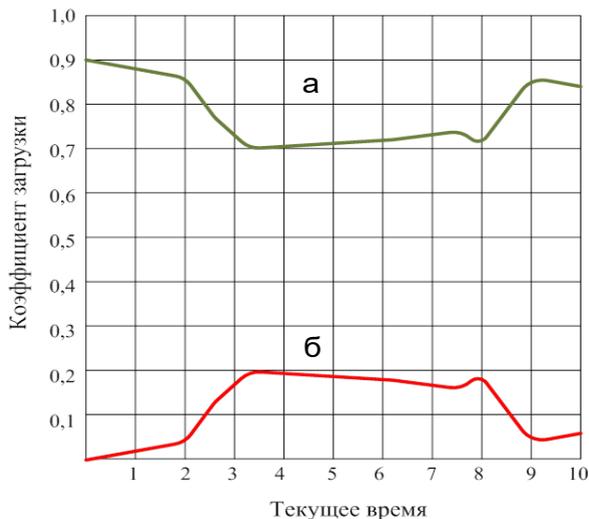


Рис. 3. Относительное изменение коэффициента загрузки Основного источника (а) при генерации дополнительного (б)

Fig. 3. Relative change in the load factor of the main source (a) when generating an additional source (b)

Если средний коэффициент загрузки основного источника составляет половину или более времени, это указывает на то, что мощность ветрогенератора необходимо увеличить, или его местоположение в отношении розы ветров выбрано не совсем удачно.

Следует иметь в виду, что возобновляемые источники будут требовать дополнительной емкости аккумуляторных батарей и приводить к колебаниям мощности потребления основного источника при не нулевой вероятности отключения части нагрузки. Вариант с их применением может использоваться только для соответствующей группы по надежности электроснабжения.

VI. Работа КСС параллельно с сетью

Если основным источником S_0 является питающая сеть, в отношении предыдущего рассмотрения изменится только емкость аккумуляторных батарей КСС. Изменений мощности трансформатора ПС и сечения питающих линий ТП не произойдет.

В случае модернизации существующих сетей возможно применение обоих вариантов: как КСС_{ВН}, так и КСС_{НН}. При этом питающая сеть или основной источник всегда выступают в качестве компенсатора недостающей мощности по отношению к КСС.

В рассматриваемом примере каждый источник питания (и основная сеть, и КСС) должны обеспечить полную нагрузку потребителя, что приводит к избыточности мощности КСС, которая может быть снижена за счет определения очередности разгрузки в аварийных режимах. Результатом являются менее жесткие требования к коэффициенту загрузки основного источника питания (особенно для двух трансформаторных ПС).

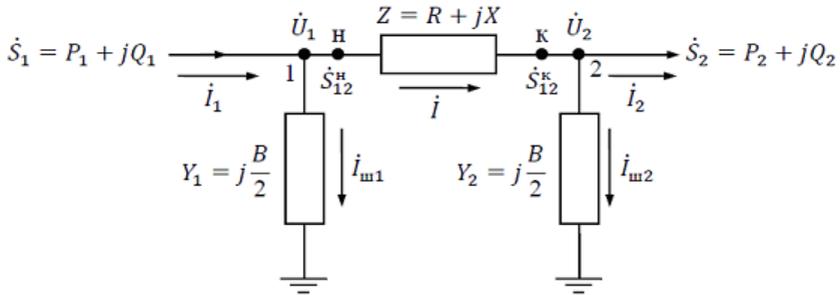
VII. Влияние КСС на режим работы сети электропитания

При подключении в одну из точек питающей сети КСС (одинаково для «ВН» и «НН») произойдет изменение параметров ее режима работы. Учитывая, что источники питания распределенной генерации расположены в непосредственной близости от потребителей, можно предположить, что наиболее подходящими будут районные сети электроснабжения.

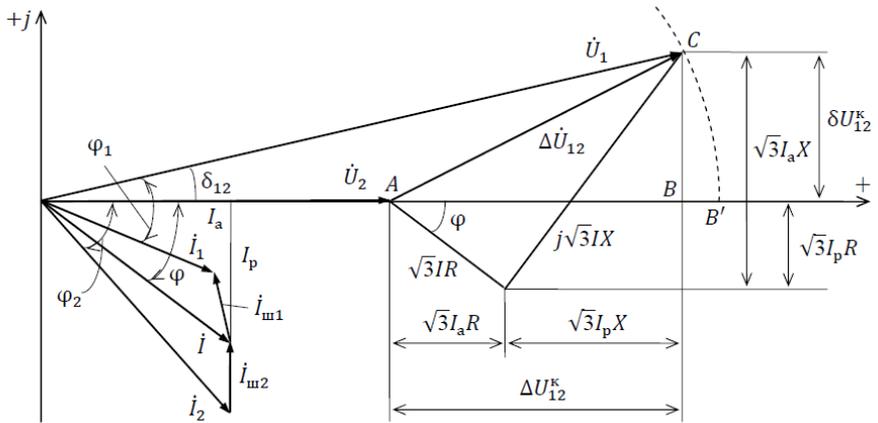
В случае, когда питание осуществляется по воздушной тупиковой линии 6-10 кВ [3-5] примем для определенности:

- схема замещения линии электропередачи П-образная;
- индексы «к» и «н» обозначают начало и конец линии;
- генерация линии электропередачи учтена поперечными проводимостями $B/2$ без учета активных проводимостей (рассматривается случай отсутствия потерь мощности на корону);
- параметры линии $Z = R + jX$;
- U_1 и U_2 – напряжения в начале и в конце линии;
- $I_{ш1}, I_{ш2}$ – фазные токи в емкостных проводимостях;
- $I_2, S_2 = P_2 + jQ_2, \varphi$ – параметры нагрузки;
- обозначения «а» и «р» – соответствуют активной и реактивной составляющих.

Схема замещения питающей линии и соответствующая векторная диаграмма приведены на рис. 4 а,б.



(a)



(б)

Рис. 4. Схема замещения и векторная диаграмма токов и напряжений

Fig. 4. Equivalent circuit and vector diagram of currents and voltages

На векторной диаграмме:

- ток $I_{m2} = j\sqrt{3}U_2B/6$ опережает вектор U_2 на $\pi/2$;
- ток в линии $I = I_2 + I_{m2}$;
- напряжение в начале линии $U_1 = U_2 + \sqrt{3}I(R + jX)$ или через составляющие тока $U_1 = U_2 + \sqrt{3}[(I_aR + I_pX) + j(I_aX - I_pR)]$;
- $\sqrt{3}(I_aR + I_pX) = \Delta U_{12}^k$ – продольная составляющая падения напряжения, направленная вдоль вектора U_2 ;
- $\sqrt{3}j(I_aX - I_pR) = \delta U_{12}^k$ – поперечная составляющая падения напряжения, направленная перпендикулярно вектору U_2 (отрезки АВ и ВС соответственно).

Если принять угол U_2 равным нулю, то угол U_1 будет δ_{12} :

$$\delta_{12} = \arctg \frac{\delta U_{12}^K}{U_2 + \Delta U_{12}^K};$$

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12}^K)^2 + (\delta U_{12}^K)^2}.$$
(1)

Ток в начале линии $I_1 = I + I_{ш1}$ и отстает от U_1 на φ_1 , $I_{ш1} = j\sqrt{3}U_1B/6$.
Итоговые значения составляющих потерь через параметры нагрузки:

$$\Delta U_{12}^K = \frac{P_{12}^K R + Q_{12}^K X}{U_2};$$

$$\delta U_{12}^K = \frac{P_{12}^K X - Q_{12}^K R}{U_2}.$$
(2)

Если дополнительно с нагрузкой будет подключен КСС, то нагрузка может меняться как по величине (уменьшение P_2 и Q_2), так и по характеру, вплоть до емкостного, $S_2 = P_2 - P_{КСС} + j(Q_2 - Q_{КСС})$. Это приведет к существенным изменениям составляющих потерь [6–8] и, что очень важно, к изменению величины напряжения на нагрузке. Это показано на рис. 5 для $Q_2 - Q_{КСС} < 0$.

Обратим внимание на поведение векторов и, в частности, U_2 при изменении характера нагрузки:

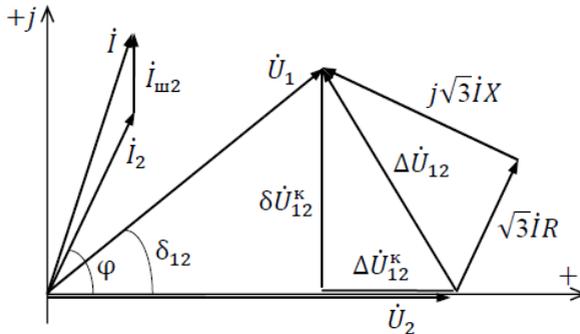


Рис. 5. Векторная диаграмма токов и напряжений при емкостном характере нагрузки

Fig. 5. Vector diagram of currents and voltages with a capacitive load

Этот рисунок наглядно демонстрирует регулирующий эффект КСС $\text{mod}(U_2) > \text{mod}(U_1)$. Похожий эффект возникает при работе линии на холостом ходу. Но, в отличие от него, КСС позволяет регулировать напряжение под нагрузкой, не вызывая при этом переходных процессов.

Можно построить и более подробную векторную диаграмму с учетом составляющих потерь в трансформаторе ПС, от которой питается нагрузка. Но для понимания процессов это была бы излишняя детализация. Аналогично строится диаграмма при любом числе промежуточных отборов мощности вдоль линии (магистральная схема). При этом диаграмма, приведенная на рис. 4, может относиться к любому ее участку (вектор U_1 последующего – это U_2 предыдущего).

VIII. Эффект разделения сети с односторонним питанием

Другой эффект, вносимый КСС в распределение потоков мощности, заключается в искусственном разделении схемы с односторонним питанием, что аналогично введению генерации в произвольном узле [2, 4]. Покажем это на примере простой магистральной схемы питания районных потребителей 0,4 кВ (рис. 6).

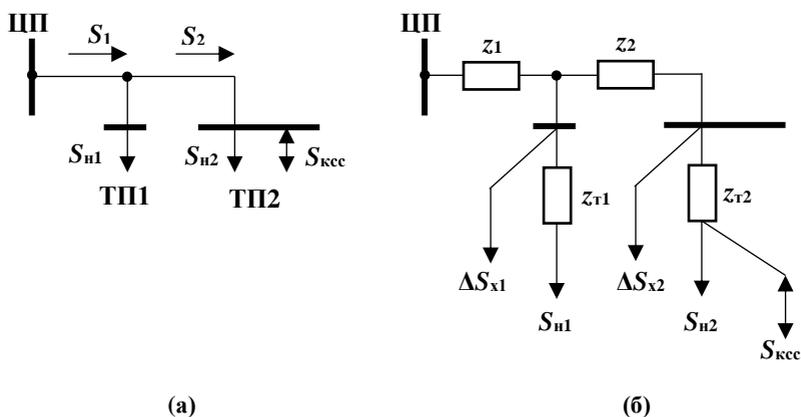


Рис. 6. Районная сеть 6-10 кВ (а) и ее схема замещения (б)

Fig. 6. District network 6-10 kV (a) and its equivalent circuit (b)

К шинам ПС № 2 подключен КСС со своей нагрузкой/генерацией S_{KCC} . ПС однострансформаторные: ΔS_{xi} , z_{mi} соответственно потери холостого хода и сопротивление трансформатора i -ой ПС, Z_i – сопротивление i -го участка сети.

В зависимости от $S_{\text{КСС}}$, схема может трансформироваться в две различные:

- схема с односторонним питанием если $S_{\text{КСС}} \leq S_{\text{н2}} + \Delta S_{\text{T2}}$;
- схема с двухсторонним питанием при $S_{\text{КСС}} > S_{\text{н2}} + \Delta S_{\text{T2}}$.

Генерация $\Delta S = S_{\text{КСС}} - S_{\text{н2}} - \Delta S_{\text{T2}}$ в точке ТП1 приведет к некоторой разгрузке линии между ЦП и ТП1 и увеличению напряжения в точке присоединения ТП1, о чем было сказано выше. Регулирующий эффект зависит от соотношения $\Delta S/S_{\text{н1}}$ и Z_1/Z_2 .

В частном случае он может быть оценен как:

$$\Delta U_{\text{КСС}} = X_2 \cdot Q_{\text{КСС}} / 10U^2 \quad \text{или} \quad \Delta U_{\text{КСС}} = Q_{\text{КСС}} / S_{\text{кз}}, \quad (3)$$

где: $\Delta U_{\text{КСС}}$ – увеличение напряжения в точке подключения КСС; $Q_{\text{КСС}}$ – генерация реактивной мощности; X_2 – суммарное предвключенное сопротивление; $S_{\text{кз}}$ – мощность короткого замыкания в точке подключения. Как видно, оценка $\Delta U_{\text{КСС}}$ ничем не отличается от аналогичной для конденсаторной батареи на стороне ВН.

На стороне НН $\Delta U_{\text{КСС,НН}} = U_{\text{к}} \cdot Q_{\text{КСС}} / S_{\text{ном}}$, где $U_{\text{к}}$ и $S_{\text{ном}}$ – напряжение короткого замыкания и номинальная мощность трансформатора. Потеря напряжения будет уменьшаться, что очевидно. Высвобождается трансформаторная мощность для подключения дополнительной нагрузки. Однако следует иметь в виду, что при аварийном отключении КСС придется отключать и часть нагрузки в соответствии с допустимой перегрузкой трансформатора ПС.

В обоих случаях расчет режима – типовой [9, 10]. Появление генерации в любой точке распределительной сети приводит к перераспределению потоков мощностей и изменению режима напряжения.

IX. Выводы

Поскольку характер генерации реактивной мощности от питающего напряжения за счет КСС может быть произвольным, то регулирующий эффект будет более явно выраженным, а острота вопросов статической устойчивости может быть существенно снижена или исключена вовсе.

В кольцевых сетях эффект будет аналогичным, но более локализованным в силу особенностей расположения ПС в распределительной сети. Это необходимо учитывать до подключения КСС, как и тот факт, что нестабильность во времени генерируемой мощности (например, ветрогенератор) будет трансформироваться в соответствующее изменение режима по напряжению во всей сети.

Даже не проводя отдельного анализа, можно с уверенностью сказать, что влияние КСС на режимы распределительной сети тем сильнее, чем больше мощность источников малой энергетики. Этот очевидный вывод подтверждает тезис о том, что при незначительной мощности КСС (до

5 % от нагрузки ТП) его влиянием на режимные вопросы можно пренебречь. В целом отметим, что подключение КСС практически аналогично либо снижению нагрузки в узле, либо появлению дополнительного источника в сети.

© Онищенко Г.Б., 2022

© Чивенков А.И., 2022

© Крахмалин И.Г., 2022

Поступила в редакцию 23.08.2022

Received 23.08.2022

Библиографический список

- [1] Чивенков А.И., Крахмалин И.Г. Универсальный преобразователь как основа для согласования параметров источников распределенной сети с ВИЭ // Интеллектуальная электротехника. 2018. № 1. с. 112-125. DOI: 10.46960/2658-6754_2018_1_112
- [2] Стычинский З.А., Воропай Н.И. Возобновляемые источники энергии: Теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика. М.: Стройиздат, 2010. – 223 с.
- [3] Идельчик В.И. Электрические системы и сети. 2-е изд. М.: URSS, 2022. – 600 с.
- [4] Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. 2-е изд. М.: URSS, 2022. – 288 с.
- [5] Лыкин А.В. Электрические системы и сети. М.: Юрайт, 2019. – 362 с.
- [6] Гиршин С.С., Владимиров Л.В. Методы расчета и оптимизация режимов электроэнергетических систем. Омск: ОмГТУ, 2010. – 47 с.
- [7] Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
- [8] Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
- [9] Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. М.: НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
- [10] Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. М.: Юрайт, 2013. – 344 с.

References

- [1] A.I. Chivenkov and I.G. Krakhmalin, “Universal converter as basis for parameters harmonization of distributed networks with renewable energy sources”, *Smart Electrical Engineering*, no. 4, pp. 112-125, 2018. DOI: 10.46960/2658-6754_2018_1_112
- [2] Z.A. Stychinsky and N.I. Voropai, *Vozobnovlyayemye istochniki energii: Teoreticheskie osnovy, tekhnologii, tekhnicheskie harakteristiki, ekonomika. [Renewable*

- energy sources: *Theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics*]. Moscow: Stroyizdat, 2010 (in Russian).
- [3] V.I. Idelchik, *Elektricheskie sistemy i seti [Electrical systems and networks]*, 2nd ed. Moscow: URSS, 2022 (in Russian).
- [4] V.I. Idelchik, *Raschety i optimizaciya rezhimov elektricheskikh setej i sistem. [Calculations and optimization of modes of electrical networks and systems]*. 2nd ed. Moscow: URSS, 2022 (in Russian).
- [5] A.V. Lykin, *Elektricheskie sistemy i seti [Electrical systems and networks]*. Moscow: Yurayt, 2019 (in Russian).
- [6] S.S. Girshin and L.V. Vladimirov, *Metody rascheta i optimizaciya rezhimov elektroenergeticheskikh sistem [Methods of calculation and optimization of modes of electric power systems]*. Omsk: OmSTU, 2010 (in Russian).
- [7] B.I. Kudrin, *Elektrosnabzhenie promyshlennykh predpriyatij [Power supply of industrial enterprises]*. Moscow: Internet Engineering, 2006 (in Russian).
- [8] Y.S. Zhelezko, *Reaktivnaya moshchnost'. Kachestvo elek-troenergii: Rukovodstvo dlya prakticheskikh raschetov [Electricity losses. Reactive power. The quality of electricity: A guide for practical calculations]*. Moscow: ENAS, 2009 (in Russian).
- [9] Yu.S. Zhelezko, A.V. Artemyev and O.V. Savchenko, *Raschet, analiz i normirovanie poter' elektroenergii v elektricheskikh setyah: Rukovodstvo dlya prakticheskikh raschetov [Calculation, analysis and valuation of losses in electric networks: guidelines for practical calculations]*. Moscow: NTs ENAS, 2004 (in Russian).
- [10] L.A. Bessonov, *Teoreticheskie osnovy elektrotehniki [Theoretical foundations of electrical engineering]*. Moscow: Yurayt, 2013 (in Russian).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Онищенко Георгий Борисович, доктор технических наук, профессор, научный консультант ООО НТЦ «Приводная Техника», Москва, Российская Федерация

Georgii B. Onishchenko, D. Sci. (Eng.), professor, scientific consultant LLC “STC Drive Technique”, Moscow, Russian Federation

Чивенков Александр Иванович, доктор технических наук, профессор Нижегородского технического университета им. Р.Е. Алексеева, Нижний Новгород, Российская Федерация

Alexander I. Chivenkov, Dr. Sci. (Eng), professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Крахмалин Игорь Григорьевич, кандидат технических наук, доцент Нижегородского технического университета им. Р.Е. Алексеева, Нижний Новгород Российская Федерация

Igor G. Krakhmalin, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation

УДК 621.311.61

DOI 10.46960/2658-6754_2022_3_19

АСИНХРОННЫЕ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ

О.С. Хватов

Волжский государственный университет водного транспорта
Нижний Новгород, Россия
e-mail: khvatov_oleg@mail.ru

Д.С. Кобяков

Волжский государственный университет водного транспорта
Нижний Новгород, Россия
e-mail: epa-guitar@mail.ru

В условиях роста цен на углеводородное топливо, а также в связи с ужесточением требований по экологической безопасности процесса производства электроэнергии, повышение энергоэффективности дизель-генераторных установок (ДГУ) становится особо актуальным. Один из способов повышения энергоэффективности ДГУ связан с исследованием и разработкой ДГУ переменной частоты вращения (ДГПЧВ), которые обеспечивают оптимизацию потребления углеводородного топлива за счет принудительного регулирования частоты вращения дизеля на режимах долевой нагрузки электростанции. ДГПЧВ – это машинно-вентильные генераторные комплексы, где, как правило, в качестве генератора используется синхронная машина. Авторы предлагают к рассмотрению вариант ДГПЧВ с асинхронной короткозамкнутой машиной в качестве генератора и активным выпрямителем напряжения (АВН). Проведено имитационное моделирование динамических процессов коммутации нагрузки и регулирования частоты вращения двигателя внутреннего сгорания с учетом поддержания энергоэффективного режима работы ДГПЧВ.

Ключевые слова: активный выпрямитель напряжения (АВН), асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором (АГКЗ), дизель-генераторные установки переменной частоты вращения (ДГПЧВ).

Для цитирования: Хватов О.С., Кобяков Д.С. Асинхронные дизель-генераторные электростанции переменной частоты вращения // Интеллектуальная Электротехника. 2022. № 3. С. 19-31. DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_19

ASYNCHRONOUS DIESEL GENERATOR SETS WITH VARIABLE SPEED

O.S. Khvatov

Volga State University of Water Transport
Nizhny Novgorod, Russia
e-mail: khvatov_oleg@mail.ru

D.S. Kobyakov

Volga State University of Water Transport
Nizhny Novgorod, Russia
e-mail: epa-guitar@mail.ru

Abstract. In the context of rising prices for hydrocarbon fuels, as well as in connection with the tightening of requirements for the environmental safety of the electricity production process, improving the energy efficiency of diesel generator system (DGS) is becoming especially relevant. One of the ways to increase the energy efficiency of diesel generator sets is related to the research and development diesel generator with variable speed (DGVS), which ensure the optimization of hydrocarbon fuel consumption due to forced regulation of the diesel engine speed in the power plant share load modes. DGVS are machine - valve generator complexes, in which, as a rule, an asynchronous machine is used as a generator. The authors propose for consideration a variant of the DGVS with an asynchronous squirrel-cage machine (ASCM) as a generator and an active rectifier (AVR). Simulation modeling of the dynamic processes of load switching and regulation of the internal combustion engine speed was carried out, taking into account the maintenance of an energy-efficient mode of operation of the DGVS.

Keywords: active voltage rectifier (AVN), asynchronous generator with a squirrel-cage rotor (AGKZ), variable speed diesel generator sets (DGCHV).

For citation: O.S. Khvatov and D.S. Kobyakov, "Asynchronous diesel generator sets with variable speed", *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 19-31, 2022. DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_19

I. Введение

Повышение эффективности процесса генерирования электроэнергии является важной технической задачей. Ее решение в области малой энергетики, где существенную часть генерирующих мощностей составляют ДГУ, связано с оптимизацией расхода углеводородного топлива на долевых режимах работы электростанции.

Один из способов оптимизации расхода углеводородного топлива ДГУ основан на изменении работы дизельной электростанции, когда при долевых нагрузочных режимах осуществляется принудительное регулирование частоты вращения вала двигателя внутреннего сгорания.

Энергетическая целесообразность данного способа подтверждена как теоретически (с учетом многопараметровой характеристики двигателя внутреннего сгорания), так и на практике [1, 2].

Исследование и разработка дизель-генераторных электростанций переменной частоты вращения проводятся в зарубежных («Honda», «Купор») и отечественных (НПЦ «Электродвижение судов», г. Санкт-Петербург, ОАО «Сигма», г. Ковров) компаниях, а также в ряде российских вузов: Нижегородский, Саратовский, Томский государственные технические университеты, Волжский государственный университет водного транспорта (г. Нижний Новгород), Государственный университет морского и речного флота им. адм. С.О. Макарова (г. Санкт-Петербург).

Дизель-генераторные электростанции переменной частоты вращения (ДГПЧВ) – это машинно-вентильные генераторные комплексы, которые обеспечивают стабилизацию параметров генерируемой электроэнергии (частоты и амплитуды напряжения) средствами полупроводникового преобразователя частоты выпрямительно-инверторного типа. Обычно в качестве электрического генератора в составе классических ДГУ постоянной частоты вращения и ДГПЧВ используется синхронная машина с электромагнитным возбуждением либо с постоянными магнитами. Это объясняется возможностью возбуждения синхронного генератора без использования дополнительных устройств (источников реактивной мощности).

Известны преимущества асинхронной короткозамкнутой машины по сравнению с синхронной: меньшая масса и стоимость, более высокая надежность и др. Однако использование асинхронной машины в качестве электрического генератора до последнего времени сдерживалось невозможностью возбуждения асинхронного генератора с короткозамкнутым ротором (АГКЗ) без дополнительных устройств (конденсаторные батареи и др.) Использование АГКЗ в составе генераторных комплексов переменной частоты вращения сопряжено с дополнительными сложностями.

Применение активного выпрямителя напряжения (АВН) [3, 4], способного обеспечить возбуждение асинхронной машины, существенно расширяет возможности по использованию АГКЗ в составе генераторных комплексов переменной частоты вращения. В качестве примера асинхронно-вентильных генераторных комплексов переменной частоты вращения с АВН могут быть приведены ветроэлектрические установки (ВЭУ) и малые гидроэлектростанции (МГЭС) [5, 6], работы по исследованию и разработке которых активно ведутся за рубежом и в нашей стране.

На автономных транспортных объектах, например, на судах морского и речного флота, вопросы рациональной энергетики особо актуальны, т.к. непосредственно связаны с экономией ограниченного запаса углеводородного топлива в танках судна. Применение дизель-генераторных

установок в составе судовой электростанции путем перевода их режима работы на переменную частоту вращения при долевых нагрузках [7-11], использование валогенераторных установок существенно повышают энергетические показатели судовой электростанции.

Таким образом, исследование и разработка асинхронно-вентильных ДГПЧВ является актуальным направлением в малой энергетике.

II. ДГПЧВ на базе АГКЗ и АВН

Авторы статьи предлагают к рассмотрению вариант ДГПЧВ на основе АГКЗ и АВН, структурная схема которой приведена на рис. 1. Система регулирования ДГПЧВ объединяет системы регулирования ДВС, АВН и АИН.

Система регулирования ДВС (рис. 1) состоит из следующих элементов:

- задатчик экономичного режима (ЗЭР) работы ДВС, который рассчитывает величину оптимальной частоты вращения вала ДВС в соответствии с его многопараметровой характеристикой;
- регулятор оборотов (РО) ДВС, который обеспечивает поддержание энергоэффективной частоты вращения вала ДВС;
- топливный регулятор (ТР) (сервопривод), определяющий положение рейки топливного насоса ДВС;
- датчик частоты вращения (ДЧВ) ДВС, измеряющий частоту вращения коленчатого вала ДВС;
- датчик расхода топлива (ДРТ) ДВС, измеряющий мгновенный расход топлива ДВС;
- датчик напряжения (ДН) статора АГКЗ;
- датчик тока (ДТ) статора АГКЗ.

Система регулирования АВН построена по принципу подчиненного регулирования и состоит из внутреннего контура тока и внешнего контура напряжения. Внутренний контур тока формирует динамику токов и ограничивает максимальное значение тока АГКЗ. Внешний контур напряжения стабилизирует уровень выходного напряжения АВН.

Система управления АИН состоит из одного контура напряжения и выполняет функцию стабилизации выходного напряжения ДГПЧВ.

Управление силовыми транзисторами АВН и АИН осуществляется по методу векторной ШИМ. Блок ГОН (генератор опорного напряжения ШИМ) формирует опорное напряжение для блока векторной ШИМ, входящего в состав системы управления АИН.

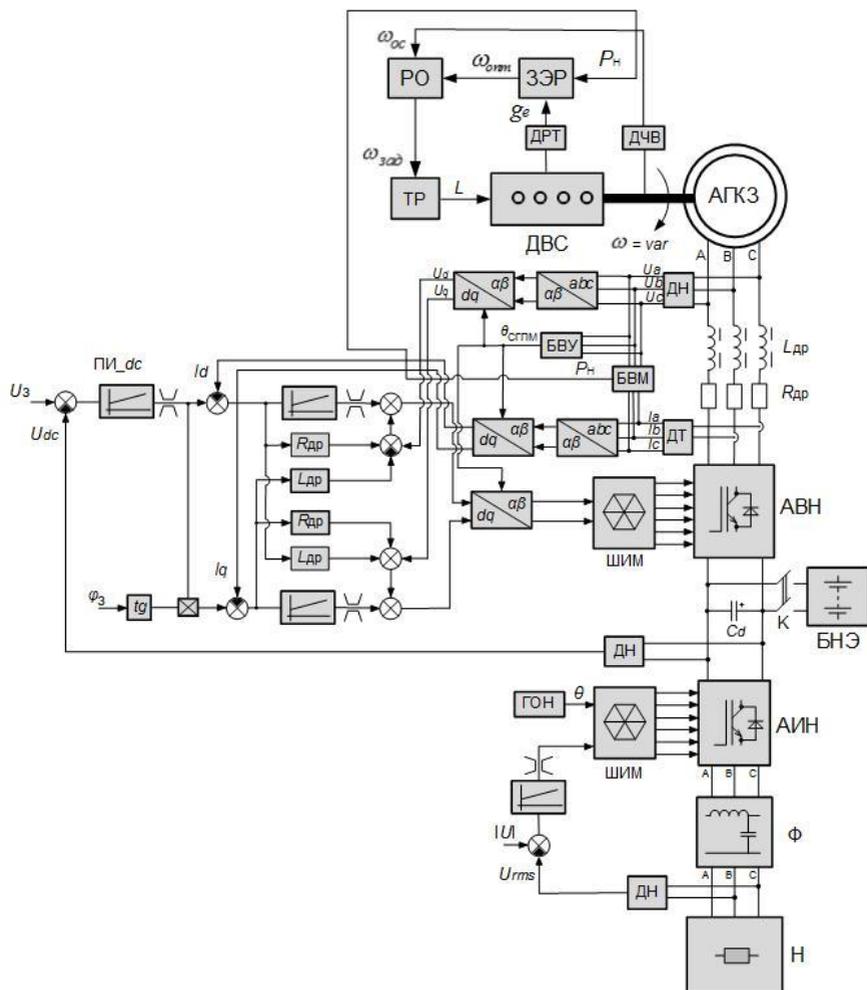


Рис. 1. Структурная схема ДГПЧВ на основе АГКЗ и АВН:
 ДВС – двигатель внутреннего сгорания; БНЭ – буферный накопитель
 электроэнергии; АИН – автономный инвертор напряжения;
 Ф – LC фильтр; Н – нагрузка

Fig. 1. Structural diagram of DGVS based on AGSCR and AVR:
 ICE – internal combustion engine; BNE – buffer storage of electric energy;
 AIN – autonomous voltage inverter; F – LC filter; N – load

Математическая модель ДГПЧВ на основе АГКЗ с АВН представлена системой уравнений:

$$\left. \begin{aligned}
 T \frac{dy_0}{dt} &= x_0 - \mu; \\
 U_1 &= r(1 + T'_s) i_{sx} - \omega_1 L'_s i_{sy} - \frac{k_R}{T_R} \Psi_{Rx} - k_R p \omega_m \Psi_{Ry}; \\
 0 &= r(1 + T'_s) i_{sy} + \omega_1 L'_s i_{sx} - \frac{k_R}{T_R} \Psi_{Ry} - k_R p \omega_m \Psi_{Rx}; \\
 0 &= -k_R R_R i_{sx} + \frac{1}{T_R} \Psi_{Rx} + s \Psi_{Rx} - (p \omega_m - \omega_1) \Psi_{Ry}; \\
 0 &= -k_R R_R i_{sy} + \frac{1}{T_R} \Psi_{Ry} + s \Psi_{Ry} - (p \omega_m - \omega_1) \Psi_{Rx}; \\
 m &= K_R (\Psi_{Rx} i_{sy} - \Psi_{Ry} i_{sx}) + J s \omega_m; \\
 u_d &= R_{\text{дп}} i_d + L_{\text{дп}} \frac{di_d}{dt} - \omega_{\text{el}} L_{\text{дп}} i_q + u_{fd}; \\
 u_q &= R_{\text{дп}} i_q + L_{\text{дп}} \frac{di_q}{dt} - \omega_{\text{el}} L_{\text{дп}} i_d + u_{fd}; \\
 u_{fd} &= f_d u_{dc}; u_{fq} = f_q u_{dc}; \\
 i_{\text{ABH}} &= \frac{3}{2} (S_d i_d + S_q i_q); \\
 i_{\text{ABH}} - i_{dc} &= C_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt}; \\
 u_{\text{дн}} &= R_{\text{н}} i_{\text{дн}} + X_{\text{н}} \frac{1}{\omega_{\text{н}}} p i_{\text{дн}} - X_{\text{н}} i_{\text{qn}}; \\
 u_{\text{qn}} &= R_{\text{н}} i_{\text{qn}} + X_{\text{н}} \frac{1}{\omega_{\text{н}}} p i_{\text{qn}} - X_{\text{н}} i_{\text{дн}},
 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где y_0 , x_0 , μ – безразмерные величины изменения скорости вращения вала ДВС, положения рейки топливного насоса, нагрузки ДВС соответственно; T , T'_s , T_R – постоянная времени ДВС и электромагнитные постоянные времени статора и ротора АГКЗ соответственно; i_{sx} , i_{sy} – мгновенные значения фазных токов статора АГКЗ в системе координат x - y соответственно; R_R – активное сопротивление ротора АГКЗ; L_s – индуктивности обмоток АГКЗ; Ψ_{Rx} , Ψ_{Ry} – потокосцепления ротора АГКЗ в системе координат x - y ; ω_m , ω_1 – угловая частота вращения ротора и магнитного поля статора; m –

электромагнитный момент АГКЗ; u_d, u_q, i_d, i_q – мгновенные значения фазных напряжений и токов на входе АВН в системе координат $d-q$ соответственно; u_{fd}, u_{fq} – мгновенные значения напряжений на транзисторных стойках АВН в системе координат $d-q$; S_d, S_q, f_d, f_q – состояния ключей транзисторных стоек и функции коммутации ключей АВН в системе координат $d-q$ соответственно; $R_{др}, L_{др}$ – активное сопротивление и индуктивность дросселя на входе АВН соответственно; U_{dc}, U_{dk} – напряжение звена постоянного тока и емкость конденсатора на выходе АВН соответственно; $I_{АВН}, i_{dc}$ – ток на выходе АВН и ток звена постоянного напряжения соответственно; $u_{dн}, u_{qн}, i_{dн}, i_{qн}$ – мгновенные значения фазных напряжений и токов нагрузки в системе координат $d-q$ соответственно; $R_{н}, X_{н}$ – активное и реактивное сопротивления нагрузки соответственно.

III. Математическое моделирование ДГПЧВ на основе АГКЗ с АВН в пакете *Matlab Simulink*

Имитационная модель ДГПЧВ на основе АГКЗ с АВН, разработанная в пакете *Matlab Simulink*, представлена на рис. 2.

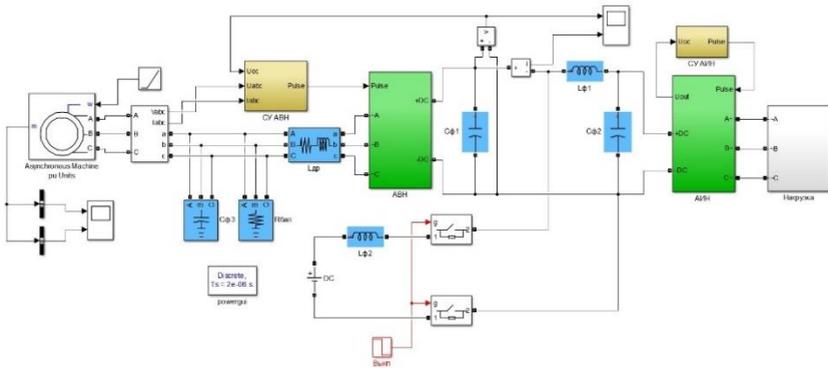


Рис. 2. Имитационная модель АГКЗ с АВН в пакете *Matlab Simulink*

Fig. 2. Simulation model of AGSCR with AVR in the *Matlab Simulink* package

Элементы $R_{бал}, C_{ф3}$ предназначены для улучшения синусоидальности напряжения АГКЗ. Элемент $C_{ф1}$ – конденсатор сглаживающего фильтра на выходе АВН, а элементы $L_{ф1}, C_{ф2}$ образуют LC – фильтр на входе АИН. Цель имитационного эксперимента состоит в подтверждении возможности возбуждения АГКЗ средствами АВН, стабилизации параметров напряжения в нагрузке с учетом ее величины и характера, а также энергоэффективной частоты вращения вала ДВС.

Регулировка частоты вращения ДВС осуществлялась в соответствии с графиком зависимости оптимальной (энергоэффективной) частоты вращения ДВС (рис. 3) от мощности нагрузки, который построен на основе многопараметровой характеристики дизельного двигателя.

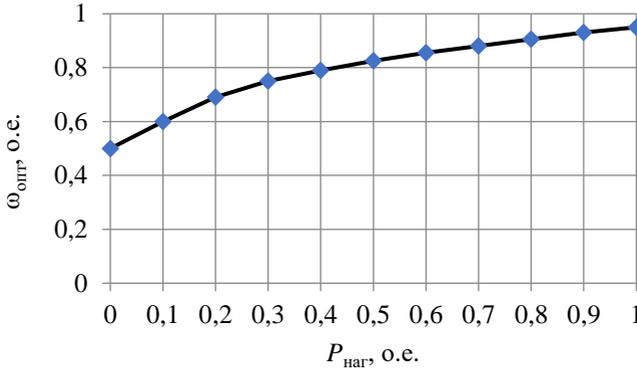


Рис. 3. Зависимость оптимальной частоты вращения ДВС от мощности нагрузки

Fig. 3. Dependence of the optimal engine speed on the load power

Имитационный эксперимент (рис. 4) состоит из 4-х этапов.

1. В начальный момент времени происходит возбуждение АГКЗ ($P_n = 37$ кВт; $n_n = 1480$ об/мин) от АВН и стабилизация напряжения на выходе генератора.
2. На 2-ой секунде подключается активная нагрузка мощностью 15 кВт.
3. На 3,5-й секунде происходит подключение дополнительно активно-реактивной нагрузки. Суммарная мощность нагрузки составляет 35 кВА, $\cos\varphi_n = 0,8$.
4. На 5-й секунде отключается подключенная ранее на 3,5 секунде активно-реактивная нагрузка. Суммарная мощность нагрузки становится равной 15 кВт. Одновременно осуществляется снижение частоты вращения ДВС до 0,8 от номинального значения в соответствии с зависимостью оптимальной (энергоэффективной) частоты вращения ДВС от мощности нагрузки (рис. 3).

Анализ диаграмм подтверждает, что система регулирования ДГПЧВ на основе АГКЗ и АВН обеспечивает требуемые показатели качества как в статике (стабилизация напряжения в нагрузке), так и в динамике (допустимые коммутационные провалы и всплески напряжения, время переходного процесса).

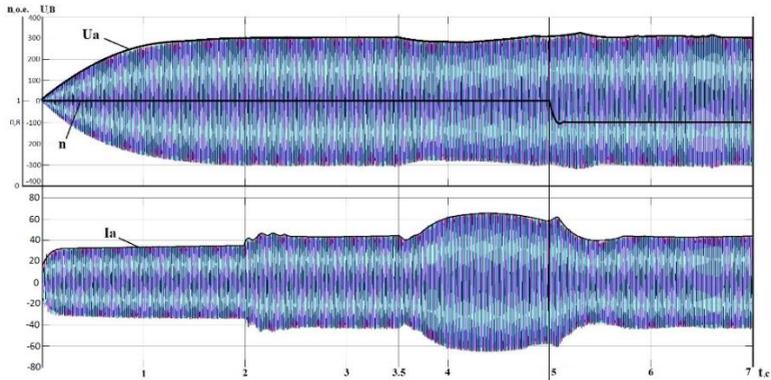


Рис. 4. Диаграмма переходных процессов ДГПЧВ на базе АГКЗ с АВН:
 U_a – амплитудное фазное напряжение АГКЗ; U_d – действующее фазное
напряжение АГКЗ; I_a – фазный ток АГКЗ; n – частота вращения ДГПЧВ

Fig. 4. Diagram of transient processes of DGVS based on AGSCR with AVR:
 U_a – the amplitude phase voltage of the AGSCR; U_d – effective phase voltage
of AGSCR; I_a – phase current of AGSCR; n – DGVS frequency of rotation

IV. Буферный накопитель электроэнергии

С целью повышения энергоэффективности системы целесообразно использование аккумулирующих устройств (аккумуляторов, суперконденсаторов и др.), подключаемых к звену постоянно тока (рис. 1) и предназначенных для обеспечения электроэнергией потребителей при «пиковых» нагрузках, а также при иных эксплуатационных режимах работы ДГПЧВ.

Выбор необходимой мощности БНЭ осуществляется, исходя из минимально допустимой мощности нагрузки на ДВС. При загрузке ДВС менее чем на 25 % происходят коксование внутри камеры сгорания ДВС, «залегание» поршневых и маслоъемных колец, вследствие чего сокращается срок службы ДВС. С учетом сказанного, для обеспечения надежной работы электростанции в режимах малых нагрузок установленную мощность БНЭ следует выбирать на величину не менее 25 % от номинальной мощности ДВС. На рис. 5 представлена блок-схема разработанного алгоритма коммутации БНЭ с учетом величины мощности подключенной нагрузки. Таким образом, применение БНЭ в составе дизель-генераторной электростанции позволяет повысить безаварийность работы в режимах малых нагрузок и одновременно обеспечивает работу электростанции в режимах «пиковых» нагрузок, а, следовательно, позволит снизить установленную мощность дизель-генераторного оборудования электростанции.

Поступила в редакцию 23.06.2022

Received 23.06.2022

Библиографический список

- [1] Хватов О.С., Дарьенков А.Б., Самоявчев И.С., Поляков И.С. Автономные генераторные установки на основе двигателей внутреннего сгорания переменной частоты вращения. Н. Новгород: НГТУ, 2016. – 172 с.
- [2] Онищенко Г.Б., Локтева И.Л. Асинхронные вентильные каскады и двигатели двойного питания. М.: Энергия, 1979. – 265 с.
- [3] Ефимов А.А., Шрейнер Р.Т. Активные преобразователи в регулируемых электроприводах. Новоуральск: НГТИ, 2001. – 250 с.
- [4] Маклаков А.С., Радионов А.А. Влияние на сеть трехфазного мостового двухуровневого активного выпрямителя напряжения при различных видах ШИМ // Машиностроение: сетевой электронный научный журнал. 2013. Т. 1. № 2. С. 40-47.
- [5] Vukadinovic D., Basic M. A stand-alone induction generator with improved stator flux oriented control // Journal of Electrical Engineering. 2011. Vol. 62. № 2. P. 65-72. DOI:10.2478/v10187-011-0011-5
- [6] Mahato S.N., Singh S.P., Sharma M.P. Indirect vector control of stand-alone self-excited induction generator [Электронный ресурс]. URL: <https://www.worldcomp-proceedings.com/proc/p2011/CSC4066.pdf> (дата обращения 23.05.2022).
- [7] Khvatov O.S., Kobayakov D.S. Increasing the efficiency of a diesel-generator power plant // Russian Electrical Engineering. 2020. Vol. 91. № 12. P. 742-748. DOI: 10.3103/S106837122012007X
- [8] Хватов О.С., Тарпанов И.А., Кузнецов П.В. Судовая электроэнергетическая система с обратимой валогенераторной установкой по схеме машины двойного питания и дизель-генератором переменной частоты вращения // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Морская техника и технология. 2021. № 3. С. 93-100. DOI: 10.24143/2073-1574-2021-3-93-100
- [9] Артюхов И.И., Степанов С.Ф., Бочкарев Д.А., Ербаев Е.Т. Особенности построения автономных систем электропитания на основе генераторов с изменяемой скоростью вращения вала // Вопросы электротехнологии. 2015. № 1 (6). С. 58-64.
- [10] Обухов С.Г., Плотников И.А. Сравнительный анализ схем автономных электростанций, использующих установки возобновляемой энергетики // Промышленная энергетика. 2012. № 7. С. 46-51.
- [11] Delgado C., Dominguez-Navarro J.A. Optimal design of a hybrid renewable energy system ecological vehicles and renewable energies // proc. 2014 Ninth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), March 25-27, 2014, Monte-Carlo, Monaco. P. 1-8. DOI: 10.1109/EVER.2014.6844008

References

- [1] O.S. Khvatov, A.B. Darienkov, I.S. Samoyavchev and I.S. Polyakov, *Avtonomnye g-neratornye ustanovki na osnove dvigatelej vnutrennego sgoraniya peremennoj chastoty vrashcheniya [Autonomous generator sets based on internal combustion engines of variable speed]*. N. Novgorod: NNSTU, 2016 (in Russian).
- [2] G.B. Onishchenko and I.L. Lokteva, *Asinhronnye ventil'nye kaskady i dvigateli dvojnogo pitaniya [Asynchronous valve stages and dual power motors]*. Moscow: Energia, 1979 (in Russian).
- [3] A.A. Efimov and R.T. Shreiner, *Aktivnye preobrazovateli v reguliruemym elektroprivodah [Active converters in adjustable electric drives]*. Novouralsk: NGTI, 2001 (in Russian).
- [4] A.S. Maklakov and A.A. Radionov, "Influence of AFE rectifier with different types of PWM on supply power", *Russian Internet Journal of Industrial Engineering*, vol. 1, no. 2, pp. 40-47, 2013.
- [5] D. Vukadinovic and M. Basic, "A stand-alone induction generator with improved stator flux oriented control", *Journal of Electrical Engineering*, vol. 62, no. 2, pp. 65-72, Mar. 2011. DOI:10.2478/v10187-011-0011-5
- [6] S.N. Mahato, S.R. Singh and M.R. Sharma, "Indirect vector control of stand-alone self-excited induction generator". [Online]. Available at: <https://www.worldcomp-proceedings.com/proc/p2011/CSC4066.pdf>
- [7] O.S. Khvatov and D.S. Kobayakov, "Increasing the efficiency of a diesel generator power plant", *Russian Electrical Engineering*, vol. 91, no. 12, pp. 742-748, 2020. DOI: 10.3103/S106837122012007X
- [8] O.S. Khvatov, I.A. Tarpanov and P.V. Kuznetsov, "Ship power plant with reversible shaft generator unit operating by dual-power machine scheme and variable speed diesel generator", *Vestnik of Astrakhan State Technical University. Series: Marine Engineering and Technologies*, no. 3, pp. 93-100, 2021. DOI: 10.24143/2073-1574-2021-3-93-100
- [9] I.I. Artyuhov, S.F. Stepanov, D.A. Bochkarev and E.T. Erbaev, "Features build autonomous power systems on the basis of generators with variable shaft speed of rotation", *Journal of Electrotechnics*, no. 1 (6), pp. 58-64, 2015.
- [10] S.G. Obukhov and I.A. Plotnikov, "Sravnitel'nyj analiz skhem avtonomnyh elektrostancij, ispol'zuyushchih ustanovki vozobnovlyaejmoj energetiki [Comparative analysis of schemes of autonomous power plants using renewable energy installations]", *Industrial Power Engineering*, no. 7, pp. 46-51 (in Russian).
- [11] C. Delgado and J.A. Dominguez-Navarro, "Optimal design of a hybrid renewable energy system ecological vehicles and renewable energies", in *proc. 2014 Ninth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, March 25-27, 2014, Monte-Carlo, Monaco, pp. 1-8. DOI: 10.1109/EVER.2014.6844008

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

Хватов Олег Станиславович, доктор технических наук, профессор Волжского государственного университета водного транспорта, г. Нижний Новгород, Российская Федерация

Кобяков Дмитрий Сергеевич, аспирант Волжского государственного университета водного транспорта, г. Нижний Новгород, Российская Федерация

Oleg S. Khvatov, D. Sci. (Eng.), professor of the Volga State University of Water Transport, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Dmitry S. Kobayakov, graduate student of the Volga State University of Water Transport, Nizhny Novgorod, Russian Federation

УДК 621.313.1

DOI 10.46960/2658-6754_2022_3_32

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА УСКОРЕННОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ

В.А. Федорова

Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Россия
e-mail: win.victoria08@mail.ru

В.Ф. Кириченко

Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Россия
e-mail: viktorkirichenko-v@mail.ru

Г.В. Глазырин

Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Россия
e-mail: glazyring@gmail.com

Синхронизация (операция по включению синхронных генераторов на параллельную работу с энергосистемой) осуществляется двумя традиционными методами: вручную или автоматически. Она может сопровождаться последствиями, зависящими от выбранного метода синхронизации и человеческого фактора. В рамках исследования разработано автоматическое устройство синхронизации, представляющее собой одну из подсистем комплекса КПА-М с возможностью включения генераторов различными методами: точной и ускоренной синхронизации. Метод ускоренной синхронизации основан на расширении диапазона допустимых значений в момент включения, что актуально при вводе оборудования в аварийных и послеаварийных режимах работы сети. Разработаны алгоритмы работы всех структурных блоков устройства синхронизации. Для блока расчета контролируемых величин разработан комплексный алгоритм, при котором отклонение замера частоты на входе устройства на 5 Гц обуславливает погрешность расчета угла δ в 0,6 %, что позволяет определять параметры с требуемой точностью. Эксперименты, проведенные на физической модели, подтверждают, что средняя длительность синхронизации ускоренным методом в два раза ниже, чем при точной синхронизации.

Ключевые слова: автоматические синхронизаторы, метод ускоренной синхронизации, переходный процесс, синхронизация, синхронный генератор.

Для цитирования: Федорова В.А., Кириченко В.Ф., Глазырин Г.В. Разработка автоматического устройства ускоренной синхронизации генераторов // Интеллектуальная Электротехника. 2022. № 3. С. 32-48.
DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_32

DEVELOPMENT OF AUTOMATIC DEVICE FOR GENERATOR ACCELERATED SYNCHRONIZATION

V.A. Fyodorova

Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russia
e-mail: win.victoria08@mail.ru

V.F. Kirichenko

Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russia
e-mail: viktorkirichenko-v@mail.ru

G.V. Glazyrin

Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russia
e-mail: glazyring@gmail.com

Abstract. Synchronization is a complex operation for switching generator to an electric energy system for parallel operation. Currently, the synchronization process is performed by two traditional methods: manually by human operator or by automatic devices. This operation is accountable for the possible danger to the synchronous generator integrity and to the adjacent part of the energy system. The severity of negative consequences depends on both the synchronization method chosen (ideal synchronization or self-synchronization) and on human factor. To minimize negative impact, the accelerated synchronization method for switching the generator into parallel operation is proposed. Taking into account the different operation modes of the energy system (normal or emergency) and need for rapid commissioning of generating equipment reserves, the most appropriate synchronization methods should be used. The system frequency deviation at the input of the device by 5 Hz results in the error of 0.6 %. In emergency operation, the synchronization process will be performed with the required accuracy as the error of the complex algorithm is within the acceptable range. The system solves the problem of switching to automated control in electricity generation process. Experiments on a physical model confirm that the average duration of synchronization by the accelerated method is two times lower than with accurate synchronization.

Keywords: accelerated method, automatic devices, electromagnetic processes, optimal conditions, synchronizers, synchronization, synchronous generator.

For citation: V.A. Fyodorova, V.F. Kirichenko and G.V. Glazyrin, “Development of automatic device for generator accelerated synchronization”, *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 32-48, 2022. DOI: 10.46960/2658-6754_2021_3_32

I. Введение

Процесс производства электроэнергии напрямую связан с эксплуатацией генераторов: их режимами работы, включением и отключением. Каждая генерирующая установка электростанции подвержена процессу синхронизации. Синхронизация – совокупность действий по пуску синхронных генераторов на параллельную работу с электроэнергетической системой (ЭЭС) или другими синхронно вращающимися машинами станции [1]. К данному процессу относится как включение вновь устанавливаемого оборудования и оборудования после ремонтов, так и вынужденный быстрый ввод резервов генерации для ликвидации аварийных ситуаций [2, 3].

На практике процесс синхронизации сопряжен с некоторыми трудностями. Первая проблема: при выполнении синхронизации вручную возрастает вероятность неуспешности процесса в силу наличия человеческого фактора. Это приводит как к износу оборудования, так и к его возможному повреждению. Генерирующее оборудование нуждается в его оснащении устройствами автоматической синхронизации. Вторая проблема: нерациональность использования лишь одного метода синхронизации для пуска оборудования. В различных режимах работы энергосистемы требования к времени синхронизации могут отличаться. Плановая синхронизация относится к нормальным рабочим процессам, когда быстрота включения не имеет первостепенного значения, однако в некоторых случаях требуется быстрый ввод резервов генерации. Таким образом, при каждой синхронизации должен использоваться наиболее подходящий для этого метод. Поскольку синхронизация – неотъемлемая часть процесса производства электроэнергии, ее проведение не должно вызывать выпадение генератора из синхронизма после его включения на параллельную работу с ЭЭС [4, 5].

На основании анализа работ отечественных [6, 7] и зарубежных ученых [8-12], посвященных методам синхронизации и устройствам для ее выполнения, принято решение о разработке автоматического устройства синхронизации на базе комплекса противоаварийной автоматики КПА-М. Это устройство имеет возможность включать генераторы на параллельную работу с энергосистемой различными методами (точной и ускоренной синхронизации), как вручную, так и автоматически. Такое решение позволяет снизить уравнительные токи в момент включения (A) и время осуществления процесса синхронизации (c) не менее, чем на 50 %.

Площадкой проведения эксперимента выступила лабораторная электростанция Новосибирского государственного технического университета (НГТУ), оснащенная явнополюсным синхронным генератором мощностью 12 кВт.

II. Метод ускоренной синхронизации

На сегодняшний день процесс синхронизации осуществляется двумя традиционными методами: точной синхронизации (ТС) и самосинхронизации (СС), отличающимися алгоритмом выполнения.

При использовании метода ТС для корректного включения генератора на параллельную работу необходимо обеспечить равенство режимных параметров генератора и энергосистемы: т.е. разница амплитуд электродвижущих сил (ЭДС), частот, фаз ЭДС (угол δ между векторами ЭДС) генератора и ЭЭС в пределе должны стремиться к нулю [2]. Основным недостатком метода ТС – длительность выполнения операции из-за необходимости соблюдения перечисленных требований.

Включение генераторов на параллельную работу методом самосинхронизации предполагает включение генератора в сеть в невозбужденном состоянии с последующей подачей тока возбуждения в обмотку ротора. Недостаток метода заключается в возникновении уравнивающих токов большой величины, что вызывает термические и динамические воздействия на агрегат [3].

Для исключения недостатков двух традиционных методов принято решение по созданию некоторого промежуточного метода синхронизации. Сравнение методов, традиционных и предлагаемого, выполнено с использованием численного показателя – величины уравнильного тока:

$$I_{\text{ур}}^* = \frac{\Delta E}{x_d'' + x_c''}, \quad (1)$$

где: ΔE – векторная разность напряжения ЭЭС и генератора; x_d'' – индуктивное сверхпереходное сопротивление генератора; x_c'' – индуктивное сверхпереходное сопротивление энергосистемы.

Для автоматизированного расчета уравнильного тока, возникающего в ходе синхронизации генератора различными методами, и последующего анализа полученных величин разработана математическая модель процесса синхронизации в среде *Matlab*. Основная задача модели – графическая визуализация каждого метода синхронизации (в том числе и предлагаемого промежуточного метода) в виде кривых уравнильного тока от времени (рис. 1). Математическая модель функционирует на основе решения системы дифференциальных уравнений (2), описывающих процесс синхронизации с учетом электромагнитных и электромеханических явлений, имеющих место при ее осуществлении. Получение различных вариантов синхронизации происходит за счет варьирования начальных условий: момента включения (в секундах) и тока возбуждения.

$$\left\{ \begin{array}{l} J \cdot \frac{d\omega}{dt} = M_n - M_c - M_{\text{синхр}} - M_p, \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_c. \end{array} \right\}, \quad (2)$$

где: J – момент инерции ротора исследуемого генератора; M_T – момент турбины; M_c – момент сопротивления; $M_{\text{синхр}}$ – синхронный момент; M_p – реактивный момент; ω_r – частота вращения исследуемого генератора; ω_c – частота вращения эквивалентного генератора системы.

Особенность промежуточного метода заключается в расширении диапазона угла δ от 0 до 30-40° в момент включения агрегата и дополнительном снижении тока в обмотке возбуждения до величины меньше номинального значения для холостого хода (6 А). Такое решение позволяет предотвратить появление больших уравнивающих токов. После включения обмотки статора под напряжение сети, ток возбуждения увеличивается до номинального значения при холостом ходе (10 А).

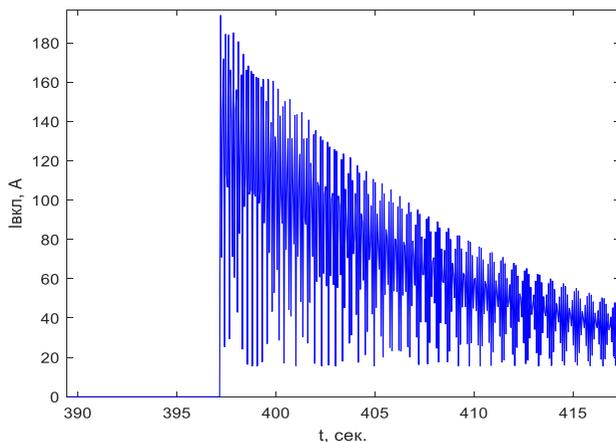


Рис. 1. Изменение уравнивающего тока во времени при использовании метода ускоренной синхронизации

Fig. 1. Time curve form of the equalizing current when using the accelerated method

Метод назван ускоренным, поскольку он позволяет включать генератор на параллельную работу быстрее, чем при точной синхронизации, из-за отсутствия необходимости уравнивания режимных параметров генератора и ЭЭС [13]. Метод ускоренной синхронизации актуален при вклю-

чении оборудования в сеть в аварийных и послеаварийных режимах. Согласно зависимостям, полученным на математической модели для каждого из методов синхронизации [13], использование ускоренного метода снижает уравнильный ток в момент включения генератора (194 А) в 3,6 раз по сравнению с методом самосинхронизации (700 А).

Таким образом, полученные при использовании математической модели значения уравнильного тока подтверждают целесообразность применения метода ускоренной синхронизации и необходимость разработки его алгоритма выполнения с последующей интеграцией в устройство синхронизации.

III. Структура устройства синхронизации

Разработанный автоматический синхронизатор представляет собой подсистему комплекса противоаварийной автоматики КПА-М (производство АО «ИАЭС», г. Новосибирск). Логическая часть устройства реализована на микропроцессорном функциональном блоке. Она позволяет на основе замеров напряжения генератора и энергосистемы вычислять контролируемые параметры и сравнивать их с соответствующими уставками для выдачи определенных управляющих воздействий. Устройство синхронизации может быть декомпозировано и представлено в виде совокупности четырех структурных блоков (рис. 2) [14]:

- 1) блок цифровой обработки входных сигналов;
- 2) блок расчета значений контролируемых величин (угла δ , частоты и действующих значений ЭДС генератора и энергосистемы);
- 3) блок проверки условий синхронизации. Это главная логическая часть устройства или непосредственно сам синхронизатор;
- 4) блок выходных воздействий.

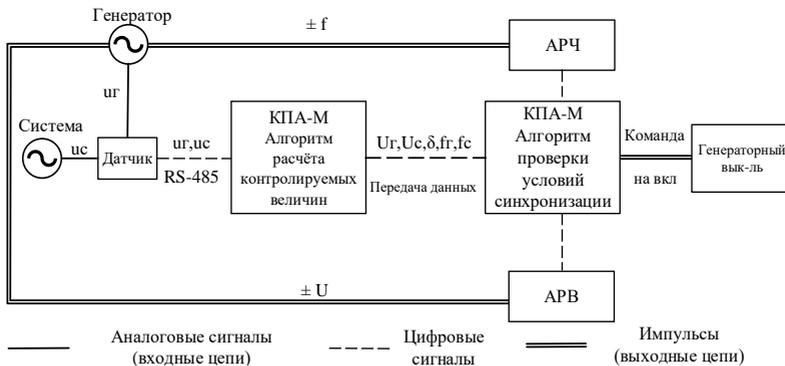


Рис. 2. Структурная схема устройства синхронизации

Fig. 2. Scheme of synchronizer subsystems

IV. Блок цифровой обработки входных сигналов

Разрабатываемое устройство функционирует на базе микропроцессора, т.е. для осуществления им своих функций входные замеры напряжений должны быть оцифрованы. Блок цифровой обработки входных сигналов конструктивно представляет собой специализированные измерительные преобразователи (ИП) ПЦР-Н-02, выполняющие замеры мгновенных значений напряжения в двух точках лабораторной электростанции: на генераторе (u_r) и системе шин (u_c). Результаты измерений передаются в комплекс КПА-М в цифровом виде через последовательный гальванически изолированный интерфейс RS-485. Цифровые сигналы для устройства синхронизации измеряются с частотой дискретизации 1200 Гц. Данная частота подходит для измерения параметров как в нормальном, так и в аварийном режимах работы энергосистемы и соответствует 24 выборкам за один период промышленной частоты [15,16].

V. Блок расчета значений контролируемых величин

Для данной части устройства разработан комплексный алгоритм. Результат его выполнения – определение амплитуды, частоты и фазы двух входных оцифрованных сигналов напряжения генератора и ЭЭС (рис. 3). В КПА-М алгоритм назван «PMU» – *parameters measuring unit*.

Комплексный алгоритм заключается в перемножении входного сигнала с двумя опорными синусоидами. Далее сигналы попадают на фильтр низких частот (ФНЧ) для исключения высокочастотной составляющей 100 Гц. В качестве ФНЧ выбран фильтр скользящего среднего с размером окна, соответствующим периоду промышленной частоты.

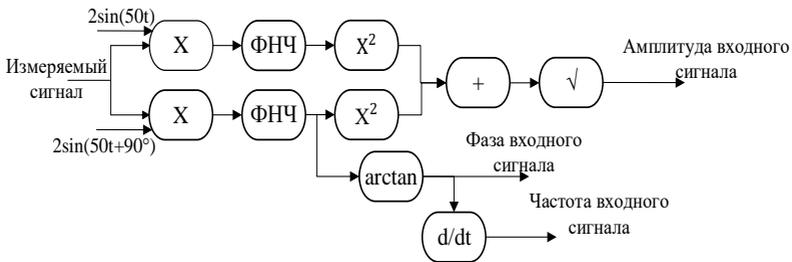


Рис. 3. Блок расчета значений контролируемых величин

Fig. 3. Unit for calculating the controlled values

Точный расчет контролируемых параметров обеспечивает правильную работу всего устройства синхронизации. Наличие фильтров в блоке является причиной некоторых ошибок при расчете значений. Диапазон

допустимых погрешностей расчета величин для целей синхронизации описан в [17, 18]. На основе полученных после фильтрации величин находятся амплитуда, фаза и частота входного сигнала. Данная процедура проводится отдельно для замеров с генератора и ЭЭС, после чего находится угол δ между ними.

VI. Блок проверки условий синхронизации

Данный блок – главная логическая часть устройства. Для него разработан алгоритм, при выполнении которого генератор может быть синхронизирован как ручным, так и автоматическим способом (методами точной и ускоренной синхронизации). Алгоритм синхронизации описан в программном коде и внутри устройства КПА-М назван «*Syn*».

Блок проверки условий синхронизации взаимодействует с блоком расчета значений контролируемых величин и блоком выходных воздействий. По мере выполнения алгоритма синхронизации рассчитываются величины разницы режимных параметров генератора и энергосистемы: угол δ , скольжение s и разница напряжений между генератором и системой ΔU . В случае нахождения параметров в допустимом диапазоне (меньше уставки) условия включения агрегата считаются оптимальными, и алгоритм формирует выходной сигнал на включение генераторного выключателя. Дополнительно в алгоритм вводятся переменные, отражающие неоптимальные условия включения – превышение контролируемыми параметрами заданной уставки. Эти переменные дискретны и имеют два возможных значения: ноль и единица. Равенство переменных единице означает нарушение условий для успешной синхронизации.

После расчета необходимых параметров алгоритм приступает к выполнению цикла выбранного метода синхронизации. Для окончания цикла и выдачи команды на включение должны сочетаться три условия:

- 1) ключ на лицевой панели терминала КПА-М должен находиться в определенном положении – ручной, автоматической точной или автоматической ускоренной синхронизации;
- 2) отсутствие блокировки по неоптимальным условиям включения: величина текущих параметров δ , s , ΔU ниже принятых уставок;
- 3) отсутствие блокировки по напряжению, заключающейся в остановке цикла алгоритма синхронизации при исчезновении или снижении величины напряжения ЭЭС ниже 50 % от номинального.

Для достижения оптимальных условий включения агрегата команда на включение выключателя должна подаваться заблаговременно, с некоторым опережением. Это связано с ненулевым временем включения генераторного выключателя. Устройство синхронизации должно прогнозировать подачу команды на включение так, чтобы за время включения выключателя контролируемые параметры достигли оптимальной величины.

Предлагаемое устройство, наряду с современными разработками, является синхронизатором с вычисляемым углом опережения. Угол рассчитывается по (3) в предположении равномерного вращения генератора, что позволяет включить агрегат с наименьшим воздействием на детали машины.

$$\delta_{\text{оп}} = s \cdot t_{\text{ВВ}} \cdot 2\pi, \quad (3)$$

где: $t_{\text{ВВ}}$ – время включения выключателя.

VII. Блок выходных воздействий

Блок выходных воздействий конструктивно объединяет два типа регуляторов: АРВ и АРЧ. При работе регуляторов в составе системы синхронизации АРВ необходимо работать в режиме выполнения заданий по напряжению и току возбуждения, а регулятору АРЧ – по частоте.

Совокупность устройства синхронизации и регуляторов АРЧ и АРВ представляет собой систему автоматического управления (САУ) с обратной связью по частоте, напряжению или току возбуждения, основная цель которой – приведение объекта (синхронного генератора) к заданному состоянию с режимными параметрами близкими к параметрам энергосистемы (рис. 4).

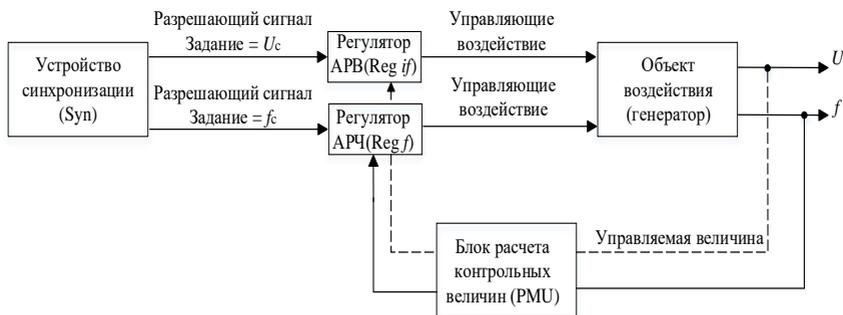


Рис. 4. Совокупность устройства синхронизации и регуляторов АРЧ и АРВ

Fig. 4. Complex of synchronization device and regulators

Блок проверки условий синхронизации формирует два типа выходных сигналов: первый – дискретный, разрешающий регуляторам работу в качестве блока выходных воздействий в составе системы синхронизации, второй – величина, к которой должны быть приближены параметры синхронизируемого генератора (задание на регулятор).

VIII. Экспериментальная проверка разработанного устройства

После разработки алгоритмов функционирования структурных блоков была произведена их интеграция в комплекс КПА-М с помощью формирования набора конфигурационных файлов, описывающих типы сигналов, с которыми взаимодействует устройство синхронизации.

Первая группа входных сигналов – это положения ключа на лицевой панели устройства. Следующую группу составляют входные сигналы, поступающие из алгоритма *PMU* (режимные параметры генератора и ЭЭС). Внутренними сигналами являются переменные δ , s , ΔU , $\delta_{оп}$, рассчитываемые в блоке синхронизации. Выходные сигналы – команды в алгоритмы регуляторов АРВ, АРЧ и на привод генераторного выключателя. Определение величин уставок, согласно которым идентифицируются оптимальные условия включения, произведено экспериментально на реальной физической модели. При определении уставок учтена невозможность допущения несинхронного включения (при угле $\delta = 180^\circ$) и превышение длительности выполнения автоматической синхронизации над ручной. Величины принятых уставок сведены в табл. 1.

Таблица 1.
Уставки, используемые в алгоритме синхронизации

Table 1.
Settings used in the synchronization algorithm

Расшифровка	Наименование уставки	Величина	Единица измерения
Скольжение для метода ТС	$s_{ТС}$	0,25	Гц
Скольжение для метода УС	$s_{УС}$	0,45	Гц
Разница напряжений генератора и ЭЭС	ΔU	5	В
Максимальный угол δ для метода ТС	$\delta_{ТС}$	10	°
Максимальный угол δ для метода УС	$\delta_{УС}$	40	°
Ток возбуждения для метода УС	$i_{УС}$	6	А
Ток возбуждения для метода ТС	$i_{ТС}$	10	А
Время включения $Q_{ген}$	$t_{ВВ}$	0,4	с

Экспериментальная проверка корректности работы устройства синхронизации произведена на синхронном генераторе мощностью 12 кВт. Основные параметры с записанных при проверке устройства осциллограмм представлены в табл. 2.

Согласно рис. 5, при использовании метода ТС максимальный уравнительный ток в момент включения достигает величины 32,82 А при включении генератора с углом $\delta = 8,15^\circ$, что почти достигает уставки, равной 10° . Время осуществления процесса составило 79 с.

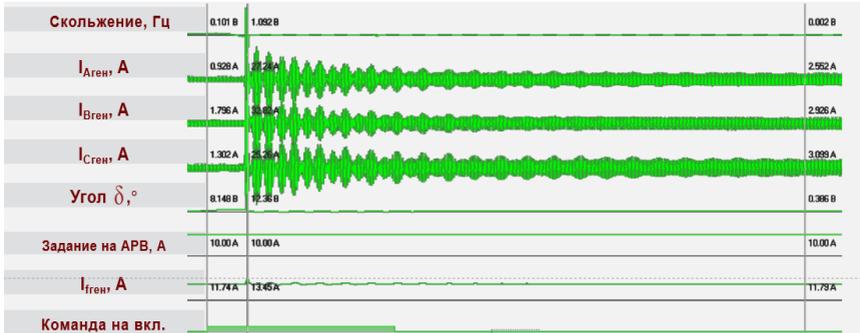


Рис. 5. Осциллограмма метода ТС генератора мощностью 12 кВт

Fig. 5. Oscillogram of the ideal synchronization method

На осциллограмме также отражена фиксация команды отключения на выходе устройства в течение 2 с. Задание на регулятор АРВ постоянно в течение всего времени процесса и равно 10 А. Величина скольжения в момент подачи команды на включение составляет 0,101 Гц и не превышает величины уставки, равной 0,25 Гц.

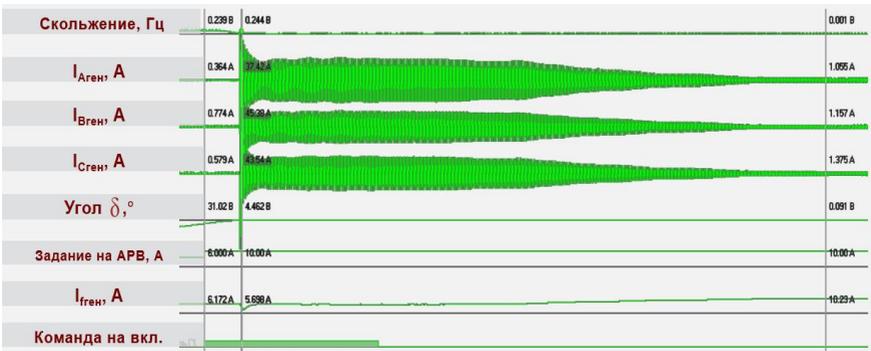


Рис. 6. Осциллограмма метода УС генератора мощностью 12 кВт

Fig. 6. Oscillogram of the accelerated synchronization method

Согласно рис. 6, при использовании метода ускоренной синхронизации максимальный уравнивающий ток достигает величины 45,38 А при включении генератора с углом $\delta = 32,02^\circ$, что почти достигает уставки, равной 40° . Время осуществления процесса составило 41 с. Задание на ре-

гулятор АРВ до подачи команды на включение составляет 6 А, после подачи – 10 А, что соответствует алгоритму действий при использовании метода ускоренной синхронизации: генератор включается с пониженным значением тока возбуждения, а его дальнейшее увеличение до номинального значения происходит уже после включения генераторного выключателя. Величина скольжения в момент включения составляет 0,244 Гц и не превышает величину уставки, равной 0,45 Гц.

Таблица 2.

Результаты экспериментальной проверки устройства синхронизации

Table 2.

Results of experimental verification of the synchronization device

Метод	№ опыта	$I_{ур}$, А	$t_{син}$, с	s , Гц	ΔU , В	δ , °	Среднее значение	
							$I_{ур}$, А	$t_{син}$, с
Точной синхронизации	1	32,82	79	0,1	4,16	8,15	21,34	82,67
	2	27,55	75	0,15	3,4	13,4		
	3	11,68	100	0,14	5,1	7,8		
Ускоренной синхронизации	1	45,38	41	0,24	–	32,02	41,87	39,3
	2	41,43	34	0,04	–	10,2		
	3	39,55	43	0,03	–	4,8		

Средняя длительность выполнения синхронизации ускоренным методом составляет 39 с, что в два раза ниже, чем при методе ТС, а средний уравнивающий ток в момент включения – 42 А, что в 2 раза превышает величину тока при использовании метода ТС.

IX. Заключение

В рамках исследования разработан синхронизатор на базе комплекса противоаварийной автоматики КПА-М, позволяющий выполнять синхронизацию полностью автоматически различными методами с учетом режима работы оборудования. Инновационность и научную значимость работы характеризуют изложенные далее тезисы.

1. Устройство может осуществлять синхронизацию генератора различными методами, в том числе предложенным методом ускоренной синхронизации.

2. Разработан комплексный алгоритм по расчету режимных параметров генератора и энергосистемы. Отклонение замера частоты на входе устройства на 5 Гц обуславливает погрешность расчета угла δ , равную 0,6 %. Алгоритм позволяет определять параметры с требуемой точностью в различных режимах работы энергосистемы.

3. При необходимости включения в сеть нескольких генераторов достаточно установки одного разработанного устройства, поскольку оно обладает возможностью выполнять синхронизацию на нескольких выключателях.

Эффективность внедрения разработанного устройства заключается в снижении издержек на эксплуатацию генератора (ТОиР), поскольку при включении агрегата наиболее подходящими методами создаются оптимальные условия, которые не приводят к возникновению недопустимых термических и механических воздействий на части машины.

Социальная значимость исследования обусловлена исключением человеческого фактора и необходимостью наличия у персонала, осуществляющего синхронизацию вручную, высокой квалификации.

Практическая ценность разработанного устройства – возможность автоматического включения генераторов на параллельную работу различными методами, а также снижение капитальных затрат: одно устройство обеспечивает синхронизацию на нескольких выключателях.

Перспектива использования разработанного устройства: в учебном процессе при выполнении студентами лабораторных работ, в ходе проведения научно-исследовательских работ, а также на реальных объектах электроэнергетики, в частности на крупных синхронных генераторах, для которых ускоренный пуск методом самосинхронизации недопустим.

© Федорова В.А., 2022

© Кириченко В.Ф., 2022

© Глазырин Г.В., 2022

Поступила в редакцию 05.06.2022

Received 05.06.2022

Библиографический список

- [1] Барзам А.Б. Системная автоматика. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 446 с.
- [2] Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем. С.-Пб.: Центр подготовки кадров энергетики, 2001. – 381 с.
- [3] Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем. М.: Издательский дом МЭИ, 2016.
- [4] Fishov A., Murashkina I., Marchenko A., Erdenebat E., Ivkin E. Analysis of power system static aperiodic stability with electronic generation // proc. 14 International Forum on Strategic Technology (IFOST 2019), Oct. 14–17, 2019, Tomsk, Russia. Tomsk: TPU Publ. House, 2019. P. 636–641.
- [5] Amin M., Rygg A., Molinas M. Self-synchronization of wind farm in an MMC-based HVDC system: A stability investigation // IEEE Transactions on Energy Conversion. 2017. №. 32 (2). P. 458–470. DOI: 10.1109/TEC.2017.2661540
- [6] Коновалов Ю.В., Садовский С.А., Кривошеев М.Е., Тихонова А.Е. Исследование электромеханических комплексов с синхронными генераторами при раз-

- личных методах синхронизации // Вестник Ангарского государственного технического университета. 2018. №. 12. С. 54-57. DOI: 10.36629/2686-777X-2018-1-12-54-57
- [7] Садовский С. А., Алафьева М. А. Исследование переходных процессов при включении синхронных генераторов на параллельную работу // Сборник научных трудов Ангарского государственного технического университета. 2017. №. 1 (1). С. 208-215.
- [8] Tian P., Platero C. A., Blázquez F. Protection method for synchronous machine during the paralleling connection process // proc. 2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM), Sept. 03-06, 2018, Alexandroupoli, Greece. IEEE, 2018. P. 2385-2390. DOI: 10.1109/ICELMACH.2018.8507024
- [9] Bekiroglu E., Bayrak A. Automatic synchronization unit for the parallel operation of synchronous generators // proc. IEEE EUROCON 2009, May 18-23, 2009, St. Petersburg, Russia. IEEE, 2009. P. 766-771. DOI: 10.1109/EURCON.2009.5167720
- [10] Bolf A., Otčenášová A., Belány P., Suško F. Synchronization device for the model of distribution grid 22 kV // proc. 2017 6th International Youth Conference on Energy (IYCE), June 21-24, 2017, Budapest, Hungary. IEEE, 2017. P. 1-4. DOI: 10.1109/IYCE.2017.8003707
- [11] Li H., Zhang H., Xu Q. Design and implementation of integrated control instrument for micro synchronous generation unit // proc. 2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Nov. 26-28, 2017, Beijing, China. IEEE, 2017. P. 1-6. DOI: 10.1109/EI2.2017.8244409
- [12] Lee S.B., Stone G.C., Antonino-Daviu J., Gyftakis K.N., Strangas E.G., Maussion P., Platero C.A. Condition monitoring of industrial electric machines: State of the art and future challenges // IEEE Industrial Electronics Magazine. 2020. No. 14 (4). P. 158-167. DOI: 10.1109/MIE.2020.3016138
- [13] Fyodorova V.A., Kirichenko V.F., Glazyrin G.V. Development of digital device for automatic switching into network of educational power station generators // proc. 2020 3rd International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), Oct. 22-23, 2020, Moscow, Russia. P. 1-18. DOI: 10.1109/RPA51116.2020.9301725
- [14] Fyodorova V., Kornilovich D., Kirichenko V., Glazyrin G., Sidorova A., Litvinova A., Synchronization digital device development for generators automatic connection to the network by various methods // proc. 2021 Ural-Siberian Smart Energy Conference (USSEC), Nov. 13-15, 2021, Novosibirsk, Russia. IEEE, 2021. P. 89-93. DOI: 10.1109/USSEC53120.2021.9655757
- [15] Burova A. Reducing the error of digital algorithms for deductive signal processing based on their multi-stage discrete Fourier transform by the difference digital filters // 2020 22th International Conference on Digital Signal Processing and its Applications (DSPA), March 25-27, 2020, Moscow, Russia. IEEE, 2020. P. 1-3. DOI: 10.1109/DSPA48919.2020.9213275
- [16] Kovalenko P.Y., Senyuk M.D., Mukhin V.I., Kornilova D.D. Synchrophasor evaluation based on point-on-wave measurements // proc. 2020 Ural Smart Energy Conference (USEC), Nov. 13-15, 2020, Ekaterinburg, Russia. P. 155-158. DOI: 10.1109/USEC50097.2020.9281245

- [17] Ajala O., Dominguez-Garcia A.D., Liberzon D. An approach to robust synchronization of electric power generators // proc. 2018 IEEE Conference on Decision and Control (CDC), Dec. 17-19, 2018, Miami, FL, USA. IEEE, 2018. P. 1586-1591. DOI: 10.1109/CDC.2018.8618905
- [18] Burova A. Digital signal multi-stage discrete fourier transform and its practical applications // proc. 2021 23rd International Conference on Digital Signal Processing and its Applications (DSPA), March 24-26, 2021, Moscow, Russia. IEEE, 2021. P. 1-5. DOI: 10.1109/DSPA51283.2021.9535810

References

- [1] A.B. Barzam, *Sistemnaya avtomatika [System automation]*. Moscow: Energoatomizdat, 1989 (in Russian).
- [2] G.M. Pavlov and G.V. Merkur'ev, *Avtomatika energosistem [Power systems automation]*. St. Petersburg: Centr podgotovki kadrov energetiki, 2001 (in Russian).
- [3] N.I. Ovcharenko, *Avtomatika energosistem [Power systems automation]*. Moscow: MPEI, 2016 (in Russian).
- [4] A. Fishov, I. Murashkina, A. Marchenko, E. Erdenebat and E. Ivkin, "Analysis of power system static aperiodic stability with electronic generation", in proc. *XIV International Forum on Strategic Technology (IFOST 2019)*, Oct. 14–17, 2019, Tomsk, Russia, pp. 636-641.
- [5] M. Amin, A. Rygg and M. Molinas, "Self-synchronization of wind farm in an MMC-based HVDC system: A stability investigation", *IEEE Transactions on Energy Conversion*. vol. 32, no. 2, pp. 458-470, June 2017. DOI: 10.1109/TEC.2017.2661540
- [6] Y.U. Konovalov, S.A. Sadovcki, M.E. Krivosheev and A.E. Tikhonova, "Study of electromechanical complexes with synchronous generators with different synchronization modes", *Bulletin of the Angarsk State Technical University*, vol. 12, pp. 54-57, Dec. 2018. DOI: 10.36629/2686-777X-2018-1-12-54-57
- [7] S.A. Sadowski and M.A. Alafieva, "Investigation of transient processes when synchronous generators are switched on for parallel operation", *Scientific Papers Collection of the Angarsk State Technical University*, vol. 1, no. 1, pp. 208-215, 2017.
- [8] P. Tian, C. A. Platero and F. Blázquez, "Protection method for synchronous machine during the paralleling connection process", in proc. *2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM)*, Sept. 03-06, 2018, Alexandroupoli, Greece, pp. 2385-2390. DOI: 10.1109/ICELMACH.2018.8507024
- [9] E. Bekiroglu and A. Bayrak, "Automatic synchronization unit for the parallel operation of synchronous generators", in proc. *IEEE EUROCON 2009*, May 18-23, 2009, St. Petersburg, Russia, pp. 766-771. DOI: 10.1109/EURCON.2009.5167720
- [10] A. Bolf, A. Otčenášová, P. Belány and F. Suško, "Synchronization device for the model of distribution grid 22 kV", in proc. *2017 6th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, June 21-24, 2017, Budapest, Hungary, pp. 1-4. DOI: 10.1109/IYCE.2017.8003707
- [11] H. Li, H. Zhang and Q. Xu, "Design and implementation of integrated control instrument for micro synchronous generation unit", in proc. *IEEE Conference on En-*

- ergy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Nov. 26-28, 2017, Beijing, China, pp. 1-6. DOI: 10.1109/EI2.2017.8244409
- [12] S.B. Lee, G.C. Stone, J. Antonino-Daviu, K.N. Gyftakis, E.G. Strangas, P. Maussion and C.A. Platero, “Condition monitoring of industrial electric machines: State of the art and future challenges”, *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 14, no. 4, pp. 158-167, Dec. 2020. DOI: 10.1109/MIE.2020.3016138
- [13] V.A. Fyodorova, V.F. Kirichenko and G.V. Glazyrin, “Development of digital device for automatic switching into network of educational power station generators”, in proc. *3rd International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA)*, Oct. 22-23, 2020, Moscow, Russia, pp. 1-18. DOI: 10.1109/RPA51116.2020.9301725
- [14] V. Fyodorova, D. Kornilovich, V. Kirichenko, G. Glazyrin, A. Sidorova and A. Litvinova, “Synchronization digital device development for generators automatic connection to the network by various methods”, in proc. *Ural-Siberian Smart Energy Conference (USSEC)*, Nov. 13-15, 2021, Novosibirsk, Russia, pp. 89-93. DOI: 10.1109/USSEC53120.2021.9655757
- [15] A. Burova, “Reducing the error of digital algorithms for deductive signal processing based on their multi-stage discrete Fourier transform by the difference digital filters”, in proc. *22th International Conference on Digital Signal Processing and its Applications (DSPA)*, March 25-27, 2020, Moscow, Russia, pp. 1-3. DOI: 10.1109/DSPA48919.2020.9213275
- [16] P.Y. Kovalenko, M.D. Senyuk, V.I. Mukhin and D.D. Kornilova, “Synchrophasor evaluation based on point-on-wave measurements”, in proc. *2020 Ural-Siberian Smart Energy Conference (USSEC)*, Nov. 13-15, 2020, Ekaterinburg, Russia, pp. 155-158, 2020. DOI: 10.1109/USEC50097.2020.9281245
- [17] O. Ajala, A.D. Dominguez-Garcia and D. Liberzon, “An approach to robust synchronization of electric power generators”, in proc. *2018 IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, Dec. 17-19, 2018, Miami, FL, USA, pp. 1586-1591. DOI: 10.1109/CDC.2018.8618905
- [18] A. Burova, “Digital signal multi-stage discrete fourier transform and its practical applications”, in proc. *23rd International Conference on Digital Signal Processing and its Applications (DSPA)*, March 24-26, 2021, Moscow, Russia, pp. 1-5. DOI: 10.1109/DSPA51283.2021.9535810

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Федорова Виктория Александровна, магистрант Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация

Viktoriya A. Fyodorova, master student of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation

Кириченко Виктор Федорович, магистрант Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация

Viktor F. Kirichenko, master student of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation

Глазырин Глеб Владимирович, кандидат технических наук, доцент Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация

Gleb V. Glazyrin, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311

DOI 10.46960/2658-6754_2022_3_49

ТРЕБОВАНИЯ К ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И ИХ РЕАЛИЗАЦИЯ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

А.Л. Куликов

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижний Новгород, Россия

ORCID: 0000-0003-1092-7136 e-mail: inventor61@mail.ru

В.М. Зинин

ООО НПП «АЛИМП»

Нижний Новгород, Россия

ORCID: 0000-0001-7934-7434 e-mail: c.nemo@yandex.ru

В статье представлен обзор национального законодательства по безопасности критической информационной инфраструктуры применительно к электроэнергетике. Проанализировано текущее состояние выполнения требований национального законодательства по безопасности объектов критической информационной инфраструктуры в отрасли. Описана технология создания кроссплатформенных интеллектуальных электронных устройств для цифровых подстанций с интегрированными функциями информационной безопасности и представлена реализация таких устройств на примере устройства релейной защиты и автоматики.

Ключевые слова: информационная безопасность, в электроэнергетике, интеллектуальное электронное устройство, информационная безопасность, критическая информационная инфраструктура, цифровая подстанция.

Для цитирования: Куликов А.Л., Зинин В.М. Требования к информационной безопасности в электроэнергетике и их реализация в интеллектуальных устройствах цифровых подстанций // Интеллектуальная Электротехника. 2022. № 3. С. 49-78. DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_49

CYBERSECURITY REQUIREMENTS IN POWER INDUSTRY AND THEIR IMPLEMENTATION IN INTELLIGENT ELECTRONIC DEVICES OF DIGITAL SUBSTATIONS

A.L. Kulikov

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev

Nizhny Novgorod, Russia

ORCID: 0000-0003-1092-7136 e-mail: inventor61@mail.ru

V.M. Zinin

LLC NPP «ALIMP»

Nizhny Novgorod, Russia

ORCID: 0000-0001-7934-7434 e-mail: c.nemo@yandex.ru

An overview of the national legislation on the security of critical information infrastructure in relation to the electric power industry is given. The current state of compliance with the requirements of national legislation on the security of critical information infrastructure facilities in the industry is analyzed. The technology of creating cross-platform intelligent electronic devices for digital substations with integrated information security functions is described and an example of the implementation of such devices is given on the example of a relay protection and automation device.

Keywords: information security in the power industry, intelligent electronic device, information security, critical information infrastructure, digital substation.

For citation: A.L. Kulikov and V.M. Zinin, “Cybersecurity requirements in power industry and their implementation in intelligent electronic devices of digital substations”, *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 49-78, 2022.

DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_49

I. Введение

Электроэнергетическая система (ЭЭС) – одна из важнейших подсистем жизнеобеспечения. От ее надежной и безопасной работы зависит эффективное функционирование экономики всей страны. Развитие энергетики в России в последние годы вышло на качественно новый уровень благодаря внедрению современных технологий и инвестиционных программ по перевооружению всего энергетического комплекса. Большое внимание уделяется и таким проблемам, как надежность, безопасность, живучесть, энергетическая, экономическая и экологическая эффективность. Системообразующая отрасль экономики и жизнеобеспечивающая роль электроэнергетики, развитие цифровых технологий, интеллектуальных сетей и устройств делают энергетику привлекательной мишенью для атак со сто-

роны террористов, хакеров и других злоумышленников. На настоящем этапе развития электроэнергетической отрасли новые компьютерные технологии контроля, управления, измерений и передачи данных, которые используются для мониторинга режимов и управления ими, имеют целый ряд преимуществ перед традиционными технологиями. В то же время они увеличивают уязвимость при кибератаках извне, причем как на отдельные элементы ЭЭС, так и на единую национальную электрическую сеть (ЕНЭС) и единую энергосистему (ЕЭС) в целом. Поэтому внедрение новых технологий должно производиться с учетом требований защиты информации и самой информационной системы от неблагоприятных внешних воздействий. Решение проблем, связанных информационной безопасностью (ИБ) в электроэнергетике, важно не только для обеспечения энергетической безопасности, но и для стабильного состояния экономики страны, так как количество успешных кибератак злоумышленников год от года возрастает [1].

Агрессивные кибератаки направлены, в основном, на срыв технологических операций в ЭЭС. Они могут привести к разрушению системной инфраструктуры, травмам и гибели людей, нанести ущерб производствам промышленной и сельскохозяйственной продукции, транспорта, ЖКХ, а также окружающей среде и вызвать экономические и финансовые сбои и др. В «Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации» [2], утвержденной в мае 2019 г., сформулированы основные угрозы и риски. Одной из основных трансграничных угроз обозначено «противоправное использование информационно-телекоммуникационных технологий, в том числе осуществление компьютерных атак на объекты информационной инфраструктуры и сети связи, используемые для организации их взаимодействия, способное привести к нарушениям функционирования инфраструктуры и объектов топливно-энергетического комплекса». Одним из основных рисков названо «несоответствие технологического уровня российских организаций топливно-энергетического комплекса современным мировым требованиям и чрезмерная зависимость их деятельности от импорта некоторых видов оборудования, технологий, материалов и услуг, программного обеспечения, усугубляющаяся монопольным положением их поставщиков».

В 2022 г., согласно статистике Национального координационного центра по компьютерным инцидентам (НКЦКИ) ФСБ России [3], количество кибератак на критическую информационную инфраструктуру (КИИ) РФ существенно возросло, причем эти кибератаки носят системный, спланированный характер, что позволяет утверждать об организации и осуществлении этой противоправной деятельности специализированными структурами, управляемыми правительствами других государств.

20 мая 2022 г. состоялось заседание Совета Безопасности России, на котором были рассмотрены дополнительные меры по предотвращению последствий новых внешних угроз в сфере использования информационно-коммуникационных технологий. В ходе заседания было отмечено, что:

- 1) современные угрозы информационной безопасности направлены на подрыв обороноспособности страны и обеспечения правопорядка, а также ухудшение социально-экономического положения и общественно-политической ситуации в России;
- 2) к проведению компьютерных атак для нанесения экономического и политического ущерба нашей стране все чаще привлекаются финансово мотивированные странами Запада хакеры; для получения данных о применяемых способах и методах защиты объектов российской КИИ активно используются средства радиоэлектронной и компьютерной разведок стран НАТО;
- 3) в условиях экономического давления на Российскую Федерацию существенно снижается уровень доверия к программным средствам и оборудованию зарубежных производителей.

С учетом сложившейся ситуации Совет Безопасности рассмотрел и одобрил проект основ государственной политики в области обеспечения безопасности КИИ Российской Федерации, который представлен Президенту РФ для утверждения. Отметим его ключевые моменты:

- для нейтрализации упомянутых угроз документом определены цели, задачи и механизмы реализации государственной политики в ИТ-сфере;
- повышение уровня защищенности КИИ предполагается путем применения отечественных информационных технологий;
- усилия государства будут направлены на организацию НИОКР, в том числе, в области технологий искусственного интеллекта и квантовых вычислений;
- предусматривается создание конкурентоспособной электронной компонентной базы и высокотехнологичного производства, развитие государственной системы обнаружения, предупреждения и ликвидации последствий компьютерных атак (ГосСОПКА).

Рассматривая отраслевой аспект ИБ применительно к единой энергосистеме Российской Федерации, важно отметить, что единичным объектом технологического управления [4, 5] является центр питания – цифровая подстанция (ЦПС) напряжением 6 кВ и выше с использованием МЭК 61850. Компоненты подсистемы ИБ таких технологических объектов должны быть интегрированы во все вторичное оборудование и АСТУ.

II. Развитие федерального законодательства для совершенствования информационной безопасности критической информационной инфраструктуры

В 2016 г. Указом Президента РФ утверждена обновленная «Доктрина информационной безопасности Российской Федерации» [6] – документ, представляющий собой систему официальных взглядов на обеспечение национальной безопасности Российской Федерации в информационной сфере. Под информационной сферой в Доктрине понимается совокупность информации, объектов информатизации, информационных систем, сайтов в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», сетей связи, информационных технологий, субъектов, деятельность которых связана с формированием и обработкой информации, развитием и использованием названных технологий, обеспечением информационной безопасности, а также совокупность механизмов регулирования соответствующих общественных отношений. «Доктрина информационной безопасности Российской Федерации» определяет национальные интересы России в информационной сфере, включающие:

- обеспечение и защита прав и свобод граждан в части получения и использования информации, неприкосновенность частной жизни, а также сохранение духовно-нравственных ценностей;
- бесперебойное функционирование критической информационной инфраструктуры;
- развитие в России отрасли ИТ и электронной промышленности;
- доведение до российской и международной общественности достоверной информации о государственной политике РФ;
- содействие международной информационной безопасности.

С 01.01.2018 начал действовать принятый 26.07.2017 Федеральный закон № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» [7]. Этим законом определяются основы и принципы обеспечения безопасности критической информационной инфраструктуры (КИИ) Российской Федерации, устанавливаются права и обязанности субъектов КИИ, а также вводится институт категорирования объектов КИИ. Согласно 187-ФЗ (ст. 2, п. 8) к субъектам КИИ относятся «государственные органы, государственные учреждения, российские юридические лица и (или) индивидуальные предприниматели, которым на праве собственности, аренды или на ином законном основании принадлежат информационные системы, информационно-телекоммуникационные сети, автоматизированные системы управления, функционирующие в сфере здравоохранения, науки, транспорта, связи, энергетики, банковской сфере и иных сферах финансового рынка, топливно-энергетического комплекса, в области атомной энергии, оборонной, ракетно-космической, гор-

нодобывающей, металлургической и химической промышленности, российские юридические лица и (или) индивидуальные предприниматели, которые обеспечивают взаимодействие указанных систем или сетей».

Вслед за принятием 187-ФЗ вышло Постановление Правительства РФ от 08.02.2018 № 127 «Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений» [8], в котором:

- установлены порядок и сроки категорирования объектов КИИ РФ;
- установлено осуществление категорирования субъектами КИИ в отношении принадлежащих им на праве собственности, аренды или ином законном основании объектов КИИ;
- установлено, что категорированию подлежат объекты КИИ, которые обеспечивают управленческие, технологические, производственные, финансово-экономические и (или) иные процессы в рамках выполнения функций (полномочий) или осуществления видов деятельности субъектов КИИ в областях (сферах), установленных п. 8 ст. 2 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

30.03.2022 Президентом РФ был подписан и вступил в силу Указ № 166 «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» [9], в котором предписывается в шестимесячный срок реализовать комплекс мероприятий, направленных на обеспечение преимущественного применения субъектами КИИ отечественных радиоэлектронной продукции и телекоммуникационного оборудования на принадлежащих им значимых объектах КИИ (ЗОКИИ), определить сроки и порядок перехода на преимущественное применение доверенных программно-аппаратных комплексов на ЗОКИИ, а с 01.01.2025 вводится прямой запрет на использование иностранного программного обеспечения на ЗОКИИ.

14.04.2022 Президентом РФ был подписан и вступил в силу Указ № 203 «О Межведомственной комиссии Совета Безопасности Российской Федерации по вопросам технологического суверенитета государства в сфере развития критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» [10]. Созданная Указом комиссия образована в целях выполнения возложенных на Совет Безопасности РФ задач по выработке мер, направленных на обеспечение безопасности КИИ РФ, а также по координации деятельности критически важных организаций РФ при реализации мероприятий по обеспечению технологической независимости объектов КИИ, их оснащению отечественной радиоэлектронной продукцией,

оборудованием, программно-аппаратными комплексами, включая программное и информационное обеспечение.

01.05.2022 Президентом РФ был подписан и вступил в силу Указ № 250 «О дополнительных мерах по обеспечению информационной безопасности Российской Федерации» [11], т.е. выполнять его требования необходимо с момента подписания. Указ нацелен на повышение уровня информационной безопасности критически важных организаций РФ, а именно:

- федеральных органов исполнительной власти (ФОИВ);
- высших исполнительных органов государственной власти субъектов РФ;
- государственных фондов;
- государственных корпораций и государственных компаний, созданных РФ на основании федерального закона («Росатом», «Газпром», «Русгидро», РЖД и другие);
- стратегических предприятий и стратегических акционерных обществ, перечень которых утвержден Указом Президента РФ № 1009 [12]; юридических лиц, являющимся субъектами КИИ, т. е. подпадающим под действие 187-ФЗ;
- системообразующих организаций российской экономики.

Крайне важно отметить, что данный Указ в явном виде обязывает возложить на заместителя руководителя органа (организации) полномочия по обеспечению ИБ органа (организации), в том числе, в части государственной системы обнаружения, предупреждения и ликвидации последствий компьютерных атак (ГосСОПКА), а также создать в органе (организации) структурное подразделение, осуществляющее функции по обеспечению ИБ органа (организации). Кроме того, Указ возлагает на руководителей органов (организаций) персональную ответственность за обеспечение ИБ соответствующих органов (организаций). Также Указ устанавливает с 01.01.2025 органам (организациям) прямой запрет на использование средств защиты информации, странами происхождения которых являются иностранные государства, совершающие в отношении Российской Федерации, российских юридических лиц и физических лиц недружественные действия, либо производителями которых являются организации, находящиеся под юрисдикцией таких иностранных государств, прямо или косвенно подконтрольные им либо аффилированные с ними. Таким образом, информационная безопасность критически важных организаций РФ перестает быть во многом их внутренним делом, а становится обязанностью, выполнение которой детально регулируется и контролируется государством.

III. Государственное регулирование и контроль обеспечения безопасности КИИ РФ

Организация различных аспектов безопасности КИИ в РФ относится к регулируемому государством виду деятельности. Эта деятельность осуществляется правопреемником Государственной технической комиссии при Президенте Российской Федерации – Федеральной службой по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК).

Руководство деятельностью ФСТЭК России осуществляет Президент Российской Федерации. В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 16.08.2004 № 1085 «Вопросы Федеральной службы по техническому и экспортному контролю» [13], ФСТЭК России является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим реализацию государственной политики, организацию межведомственной координации и взаимодействия, специальные и контрольные функции в области государственной безопасности по вопросам:

- обеспечения безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации;
- противодействия иностранным техническим разведкам на территории Российской Федерации (далее – противодействие техническим разведкам);
- обеспечения защиты (некриптографическими методами) информации, содержащей сведения, составляющие государственную тайну, иной информации с ограниченным доступом, предотвращения ее утечки по техническим каналам, несанкционированного доступа к ней, специальных воздействий на информацию (носители информации) в целях ее добывания, уничтожения, искажения и блокирования доступа к ней на территории Российской Федерации (далее – техническая защита информации);
- защиты информации при разработке, производстве, эксплуатации и утилизации неинформационных излучающих комплексов, систем и устройств;
- осуществления экспортного контроля.

В области обеспечения безопасности КИИ ФСТЭК России решает ряд задач, в том числе:

- реализации в пределах своей компетенции государственной политики в области обеспечения безопасности ЗОКИИ;
- осуществления государственной научно-технической политики в области защиты информации при разработке, производстве, эксплуатации и утилизации неинформационных излучающих комплексов, систем и устройств;

- организации деятельности государственной системы противодействия техническим разведкам и технической защиты информации на федеральном, межрегиональном, региональном, отраслевом и объектовом уровнях, а также руководство указанной государственной системой;
- осуществления самостоятельного нормативно-правового регулирования вопросов;
- обеспечения безопасности ЗОКИИ;
- технической защиты информации.

Приказы ФСТЭК России, выпущенные в ходе осуществления нормативно-правового регулирования, в том числе, применительно к КИИ – документы прямого действия и обязательны к исполнению. Наиболее важными для исполнения субъектами КИИ электроэнергетики являются следующие приказы ФСТЭК России:

- Приказ ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31 «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды» [14];
- Приказ ФСТЭК России от 06.12.2017 № 227 «Об утверждении порядка ведения реестра значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» [15];
- Приказ ФСТЭК России № 235 от 21.12.2017 «Об утверждении Требований к созданию систем безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и обеспечению их функционирования» [16];
- Приказ ФСТЭК России № 239 от 25.12.2017 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» [17];
- Приказ ФСТЭК России №76 от 02 июня 2020 г. «Об утверждении Требований по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к средствам технической защиты информации и средствам обеспечения безопасности информационных технологий» [18].

Следует отметить, что, помимо перечисленных выше документов, 10.02.2022 вступил в действие Приказ ФСТЭК № 26 «О внесении изменений в порядок ведения реестра значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, утвержденный приказом Федеральной службы по техническому и экспортному контролю от 6 декабря 2017 года № 227» [19]. Он определяет правила кодирования объектов ЗОКИИ применительно к географическому местоположению в федеральных округах и отраслевой принадлежности. Этим приказом опреде-

лены следующие коды: 6 – энергетика; 7 – атомная энергия; 13 – топливно-энергетический комплекс (за исключением энергетики).

IV. Зрелость отраслевой нормативной базы по ИБ и КИИ в электроэнергетике и ее соответствие требованиям государственного регулятора

АО «СО ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» относятся к стратегическим акционерным обществам, акции которых находятся в федеральной собственности, и участие РФ в управлении которыми обеспечивает стратегические интересы, обороноспособность и безопасность государства, защиту нравственности, здоровья, прав и законных интересов граждан Российской Федерации.

Кроме того, они относятся к субъектам КИИ и все центры питания ЕЭС РФ подлежат категорированию. Таким образом все технологические аппаратно-программные комплексы (РЗА и ПА, АСУ ТП, АИИСКУЭ и т.д.), которые функционируют (или создаются) для электроэнергетики, должны соответствовать, с точки зрения максимальных требований ИБ, как эксплуатирующиеся на объектах ЗОКИИ.

В соответствии с Постановлением Правительства № 127, подавляющее большинство подстанций единой национальной электрической сети (ЕНЭС), по нашему мнению, относятся к ЗОКИИ 1-й категории. Однако фактически, системы технологического управления многих этих объектов, прежде всего, РЗА и АСУ ТП построены с использованием технологий зарубежных компаний: *SIEMENS*, *ABB*, *SPRECON* и т.д. *SCADA*-системы этих объектов в качестве аппаратной платформы используют серверное оборудование на микропроцессорах *Intel*, а в качестве операционной системы *Microsoft Windows* различных версий. Автоматизированные рабочие места эксплуатационного, оперативного персонала и диспетчерских служб также используют компьютеры *Intel-Windows*.

Специализированные средства и подсистемы ИБ в технологической вычислительной сети на этих объектах зачастую либо отсутствуют, либо представлены только лишь граничными устройствами защиты периметра (*firewall*) на каналах передачи данных с центрами управления сетями (ЦУС), региональными диспетчерскими управлениями (РДУ). Также требует пристального внимания вопрос сертификации элементов АСТУ объектов ЕНЭС в системе ФСТЭК России. В соответствии с Приказом ФСТЭК России № 76 от 02.06.2020 «Требования по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к средствам технической защиты информации и средствам обеспечения безопасности информационных технологий», элементы АСТУ объектов ЕНЭС должны быть сертифицированы по 4-му уровню доверия. Кроме того, вторичное технологическое оборудование, находящееся в эксплуатации на объектах ЕНЭС, зачастую

не в полной мере соответствует «Требованиям к встроенным средствам защиты информации автоматизированных систем технологического управления электросетевого комплекса Группы компаний «Россети» (утверждены Распоряжением ПАО «Россети» № 282р от 30.05.2017) [20].

В разделе 3.6. «Информационная безопасность» действующей редакции «Положения ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (решение Совета директоров ПАО «Россети», протокол заседания от 02.04.2021 № 450)» [21] определено направление развития ИБ с учетом специфики отрасли, соответствия законам РФ и требованиям государственных регуляторов. Одной из поставленных задач в данном контексте является «разработка отраслевых стандартов информационной безопасности».

Отметим, что, несмотря на значимость и перспективность разработки, базовой отраслевой СТО по ИБ в ПАО «Россети» пока не принят. При его разработке и выборе средств защиты для элементов, объектов и подсистем электроэнергетики следует учитывать, что основным активом и защищаемым объектом является, как правило, не только информация, а в первую очередь технологический процесс. И речь при этом идет о защите не от утечек информации, а от нарушений технологического процесса при возможной реализации угроз ИБ. Также в ходе разработки СТО должна быть учтена такая специфика ЕЭС России, как работа в непрерывном активном режиме, приоритет задачи сохранения функциональности АСТУ над задачей сохранения ее информационной безопасности.

В СТО должны быть определены типовые модели ИБ центров питания разных технологических поколений, разных уровней напряжения и категорий КИИ, на их основе сформулированы требования к наложенным средствам ИБ технологических объектов ЕЭС России и встроенным функциям ИБ во вторичное оборудование различного функционального назначения, взаимодействие с ГосСОПКА и т.д. Эти категории обязательно должны сочетаться с *СИМ*-моделью электроэнергетики.

Базовой отраслевой СТО по ИБ будет важным руководящим документом как для производителей различного интеллектуального оборудования и АСТУ, так и для организаций, занимающихся проектированием, реконструкцией и строительством объектов электрических сетей. Это упорядочит процессы отраслевой аттестации и выполнение обязательных требований государственных регуляторов (ФСТЭК и ФСБ), а его последующее применение повысит информационную безопасность технологических объектов электрических сетей и, как следствие, надежность электроснабжения. Система обеспечения ИБ технологических объектов ЕЭС России должна реализовываться в виде согласованных сквозных организационно-технических мероприятий и интегрированной информационной техноло-

гии, объединяющей оптимальным образом аппаратные, программные средства и организационные методы, не противоречащие требованиям государственных регуляторов. Такой системы в электроэнергетике на сегодня пока не создано, а СТО, связанные с цифровой трансформацией, к сожалению, не решают поставленной в «Технической политике...» задачи.

Указы Президента № 166 и № 250 конкретизировали сроки, в которые на объектах КИИ в электроэнергетике должны будут отказаться от иностранного ПО и оборудования.

V. Технология создания кроссплатформенных ИЭУ для ЦПС с интегрированными функциями ИБ

С учетом тенденций внедрения цифровых технологий в электроэнергетику, при участии авторов была разработана технология создания кроссплатформенных интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) для ЦПС с интегрированными функциями ИБ. Результатом разработки этой технологии стали аттестованные в ПАО «Россети» кроссплатформенные ИЭУ релейной защиты и автоматики для объектов электрических сетей напряжением 6-35 кВ и 110-220 кВ.

С основными функциональными возможностями и особенностями предлагаемых ИЭУ РЗА можно ознакомиться в публикациях [22-25] отраслевых журналов («Релейщик», «РУМ»). Ниже будут рассмотрены варианты реализации функций ИБ в кроссплатформенных ИЭУ, создаваемых по предложенной технологии.

Обратим внимание на развитие стандарта МЭК 61850 в направлении ИБ. На рис. 1 показаны изменения, которые инициированы международной группой разработки IEC 61850-8-1/AMD1 ED2 для внесения в последующую редакцию стандарта. Как можно увидеть (см. выделение пунктиром), в профиле IEC 61850 появился IEC 62351-6 «Управление энергетическими системами и связанным с этим обменом информацией. Безопасность данных и коммуникаций. Часть 6. Безопасность для IEC 61850». Для потоков данных, выходящих за пределы ЦПС, применение IEC 62351-6 будет обязательным, внутри технологической вычислительной сети ЦПС – рекомендуемым.

Дальнейшее развитие МЭК 61850 подразумевает встраивание функций ИБ в ИЭУ. Большинство выпускаемых сегодня интеллектуальных электронных устройств для ЦПС, поддерживающих МЭК 61850, не удовлетворяют в полном объеме IEC 62351-6. Исторически при формировании технических требований к разработке ИЭУ наличие функций ИБ не учитывалось зачастую по причине снижения быстродействия ИЭУ, что недопустимо, в частности, для ИЭУ РЗА.

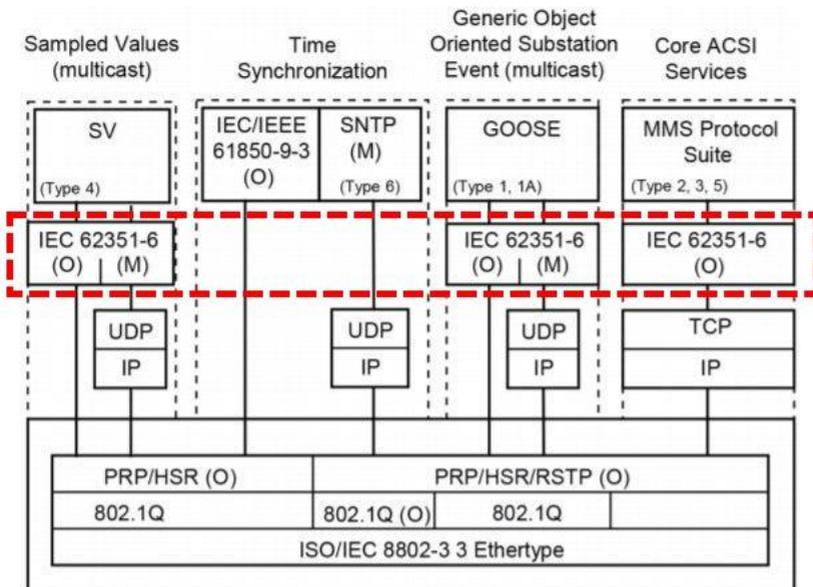


Рис. 1. Развитие стандарта МЭК 61850 в направлении ИБ

Fig. 1. Development of the IEC 61850 in the direction of cybersecurity

Современное развитие вычислительной техники характеризуется тенденцией удешевления компонентной базы (микропроцессоров, оперативной памяти, систем хранения, интерфейсных микросхем и т.д.) при росте ее надежности и производительности. В результате этого получили широкое распространение вычислительные средства промышленной автоматизации, выпускаемые серийно и имеющие высокую степень стандартизации. Также сегодня имеется возможность выбора серийно выпускаемых операционных систем для промышленных (космических, военных) условий применения, имеющих развитую систему ИБ, в том числе и сертифицированных ФСТЭК.

В технологии создания кроссплатформенных ИЭУ для ЦПС с интегрированными функциями ИБ выделяется несколько уровней абстракции (рис. 2), часть из которых представляет собой доверенную аппаратно-программную платформу, не зависящую от конкретного производителя. Использование доверенной аппаратно-программной платформы обеспечивает функции ИБ, разрабатываемого ИЭУ в соответствии с требованиями регулятора и одновременно освобождает производителя ИЭУ от трудоем-

ких процессов технического сопровождения (аттестации) аппаратного исполнения. Он может выбирать ее компоненты из государственных реестров Российского ПО и оборудования. Основные усилия производителя ИЭУ направлены на разработку, совершенствование алгоритмической базы и поддержание прикладного функционального программного обеспечения устройств, устойчивого к угрозам ИБ.



Рис. 2. Пять уровней абстракции при создании кроссплатформенного ИЭУ

Fig. 2. 5 levels of abstraction when creating a cross-platform IED

Такой подход позволяет в качестве аппаратной составляющей изменять серийно выпускаемые промышленные вычислители, в основе которых лежат распространенные микропроцессоры как импортного (*Intel, AMD, ARM, Zhaoxin*), так и отечественного (Эльбрус, Байкал) производства, что формирует 1-й уровень абстракции. На 2-м и 3-м уровне используются серийные операционные системы, имеющие соответствующую сертификацию ФСТЭК (например, *Astra Linux, Alt Linux*, «Нейтрино»). Первые три уровня не зависят от конкретного производителя ИЭУ. 4-й и 5-й уровни абстракции модели ИЭУ представляют собой кроссплатформенное функциональное программное обеспечение ИЭУ и коммуникационные интерфейсы МЭК 61850.

Требования по ИБ изначально закладываются в информационную модель МЭК 61850 ИЭУ при его создании. Из представленной 5-уровневой абстракции видно, что функции ИБ распределены между 3-м и 5-м уровнями. Схематично процесс создания кроссплатформенных ИЭУ для ЦПС с интегрированными функциями ИБ показан на рис. 3.



Рис. 3. Процесс создания кроссплатформенных ИЭУ для ЦПС с интегрированными функциями ИБ

Fig. 3. Process of creating cross-platform IEDs for digital substations with integrated cybersecurity functions

ИЭУ, созданные с использованием представленной технологии, поддерживают следующие функции ИБ:

- *SSL/TLS*-шифрование для МЭК 61850-8-1 (*MMS*) между ИЭУ и другими технологическими подсистемами ЦПС, а также между ЦПС и ЦУС;
- двухфакторную аутентификацию на ИЭУ РЗА и АРМ эксплуатационного и оперативного персонала технологической вычислительной сети ЦПС при удаленном доступе к ИЭУ;

- ролевой доступ к элементам интерфейса ИЭУ в зависимости от функциональных обязанностей персонала;
- протоколирование событий безопасности на уровне отдельного ИЭУ, ЦПС и ЦУС.

Рассмотрим далее обозначенные функции ИБ подробно и проиллюстрируем примерами экранных форм ИЭУ РЗА и специализированного ПО для анализа трафика вычислительной сети. На рис. 4 и 5 представлена реализация *SSL/TLS*-шифрования для МЭК 61850-8-1 (*MMS*) между ИЭУ и другими технологическими подсистемами ЦПС. Рис. 4 демонстрирует результат захвата трафика *MMS*-пакетов ИЭУ РЗА Р0101 (см. выделение рамкой) популярной программой *Wireshark* без применения *TLS*-шифрования.

```

534 1.733763      192.168.172.6      192.168.172.4      MMS      196 3783 confirmed-ResponsePDU 0.000000
535 1.744287      192.168.172.4      192.168.172.6      MMS      113 3784 confirmed-RequestPDU P0101RZA LN0$SVSET

> Frame 535: 113 bytes on wire (904 bits), 113 bytes captured (904 bits) on interface 0
> Ethernet II, Src: Realtek5_ce:0:d1 (00:e0:4c:ce:0:d1), Dst: Tornado0_of:de (78:b3:d5:a8:7f:de)
> Internet Protocol Version 4, Src: 192.168.172.4, Dst: 192.168.172.6
> Transmission Control Protocol, Src Port: 50747, Dst Port: 102, Seq: 8027, Ack: 16101, Len: 59
> TPKT, Version: 3, Length: 59
> ISO 8073/X.224 COTP Connection-Oriented Transport Protocol
> ISO 8327-1 OSI Session Protocol
> ISO 8327-1 OSI Session Protocol
> ISO 8023 OSI Presentation Protocol
MMS confirmed-RequestPDU
  invokeID: 3784
  confirmedServiceRequest: read (4)
    read
      specificationWithResult: True
      variableAccessSpecificatn: variableListName (1)
      variableListName: domain-specific (1)
        domainId: P0101RZA
        itemId: LN0$SVSET

0000 70 b3 d5 a8 7f de 00 e0 4c ce 0d d1 00 00 45 00      p.....L.....E-
0010 00 03 20 40 40 00 80 06 00 00 c0 a8 ac 04 c0 a0      c.@.....
0020 ac 06 c6 3b 00 66 86 5e ac f9 9d 7a cc 2b 50 18      :;f^...z+P-
0030 20 0f d9 b1 00 00 03 00 00 3b 02 f0 80 01 00 01      .....
0040 00 61 2e 30 2c 02 01 03 a0 27 a0 25 02 02 0e c8      ..e..
0050 a4 1f 00 01 01 a1 1a 01 18 a1 15 1a 00 50 30 31      ..
0060 30 31 52 5a 41 1a 00 1c 0c 4c 30 24 03 06 03 05      P1RZA-LN0$SVSET
0070 50
  
```

Рис. 4. Работа ИЭУ без *TLS*-шифрования *MMS*-пакетов

Fig. 4. IED operation without *TLS* encryption of *MMS* packets

На рис. 5 показан результат захвата *MMS*-трафика ИЭУ РЗА Р0101 (см. выделение рамкой) программой *Wireshark* с включенным *TLS*-шифрованием. В отличие от рис. 4, данные *MMS* передаются в зашифрованном виде, который обеспечивает *Transport Layer Security*, и не могут быть прочитаны.

Следующий пример (рис. 6) схематично демонстрирует процесс двухфакторной аутентификации на ИЭУ РЗА. Для того, чтобы зарегистрироваться на консоли ИЭУ РЗА с целью совершения каких-либо действий, сотруднику необходимо использовать индивидуальный *USB*-идентификатор, который он должен вставить в *USB*-порт на фронтальной панели ИЭУ и затем ввести свой пароль. Успешная авторизация на устройстве возможна, если сотрудник включен в список пользователей на ИЭУ с определенными правами. Иначе локальная система безопасности ИЭУ не позволит авторизоваться. При удаленном доступе к ИЭУ через вычислительную сеть ЦПС двухфакторная аутентификация осуществляется в том же порядке, только в этом случае индивидуальный *USB*-идентификатор должен быть вставлен в *USB*-порт компьютера (ноутбука). В представленном варианте используются сертифицированные ФСТЭК России на соответствие руководящему документу Гостехкомиссии России по защите от несанкционированного доступа (РД НДВ) по 2-му уровню контроля *USB*-идентификаторы Guardant ID.

Рассмотренные примеры относятся к 3-му уровню абстракции (уровень операционной системы) кроссплатформенных ИЭУ с интегрированными функциями ИБ (рис. 2). Далее продемонстрируем соответствующие возможности 5-го уровня абстракции (уровень функционального ПО) применительно к выполнению отраслевых требований по ИБ, соответствующих Распоряжению ПАО «Россети» № 282р (табл. 1).

Таблица 1.
Требования ИБ, реализованные в ИЭУ РЗА

Table 1.
**Cybersecurity requirements implemented
in the relay protection IED**

№ п/п	Идентификатор	Наименование требования
1	<i>FAU_GEN.1</i>	Генерация данных аудита
2	<i>FAU_GEN.2</i>	Ассоциация идентификатора пользователя
3	<i>FAU_SAR.1</i>	Просмотр журналов аудита
4	<i>FAU_STG.1</i>	Защищенное хранение журнала аудита
5	<i>FAU_STG.3</i>	Действия в случае возможной потери данных аудита
№ п/п	Идентификатор	Наименование требования
6	<i>FAU_STG.4</i>	Предотвращение потери данных аудита
7	<i>FDP_ACC.1</i>	Ограниченное управление доступом
8	<i>FDP_ACF.1</i>	Управление доступом, основанное на атрибутах безопасности
9	<i>FIA_AFL.1</i>	Обработка отказов аутентификации
10	<i>FIA_ATD.1</i>	Определение атрибутов пользователя

Таблица 1 (окончание).
Требования ИБ, реализованные в ИЭУ РЗА

Table 1 (continued).
**Cybersecurity requirements implemented
 in the relay protection IED**

№ п/п	Идентификатор	Наименование требования
11	<i>FIA_UAU.2</i>	Аутентификация до любых действий пользователя
12	<i>FIA_UAU.7</i>	Аутентификация с защищенной обратной связью
13	<i>FIA_UID.2</i>	Идентификация до любых действий пользователя
14	<i>FMT_MSA.1</i>	Управление атрибутами безопасности
15	<i>FMT_MSA.3</i>	Инициализация статических атрибутов
16	<i>FMT_MTD.1</i>	Управление данными ФБО
17	<i>FMT_SMF.1</i>	Спецификация функций управления
18	<i>FMT_SMR.1</i>	Роли безопасности
19	<i>FTA_SSL.1</i>	Блокирование сеанса, инициированное функциями безопасности

Подробно остановимся на демонстрации реализации наиболее наглядных требований по ИБ (на примере ИЭУ РЗА): *FMT_SMR.1* (Роли безопасности) и *FAU_SAR.1* (Просмотр журналов аудита). Обратимся к табл. 2, которая была разработана, исходя из разграничения функциональных обязанностей персонала, имеющего отношение к работе с технологическим оборудованием ЦПС.

Таблица 2.
Роли безопасности в ИЭУ РЗА

Table 2.
Security roles in the relay protection IED

Название группы	Функциональные обязанности, роли	Права доступа к элементам интерфейса и функциям ИЭУ
Администратор(ы)	Представители компании-производителя и/или компании, выполняющей ПНР	Полный доступ к элементам интерфейса и параметрированию
Специалист(ы) по ИБ	Специалист по ИБ	Управление пользователями

Таблица 2 (окончание).
Роли безопасности в ИЭУ РЗА

Table 2 (continued).
Security roles in the relay protection IED

Название группы	Функциональные обязанности, роли	Права доступа к элементам интерфейса и функциям ИЭУ
Эксплуатационный персонал	Специалисты, отвечающие за эксплуатацию ИЭУ (для ИЭУ РЗА – инженеры РЗА)	Параметрирование с некоторыми ограничениями (калибровка, настройка параметров ЛВС)
Оперативный персонал	Специалисты ОВБ, диспетчерский персонал ПС	Ввод/вывод функций РЗА и автоматики, чтение осциллограмм, журнала событий
Читатель	Руководящий персонал ПС	Чтение осциллограмм, журнала событий
Специалист(ы) по АСУ ТП	Инженер по связи, инженер по ИТ	Настройка параметров ЛВС

Rza Client ver:19-10-54 [Терминал подключен]

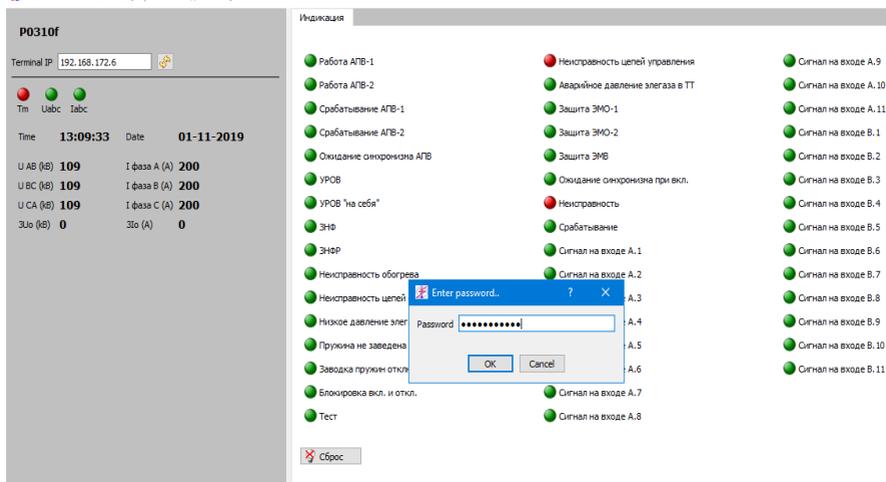


Рис. 7. Окно авторизации пользователя

Fig. 7. User Authorization Window

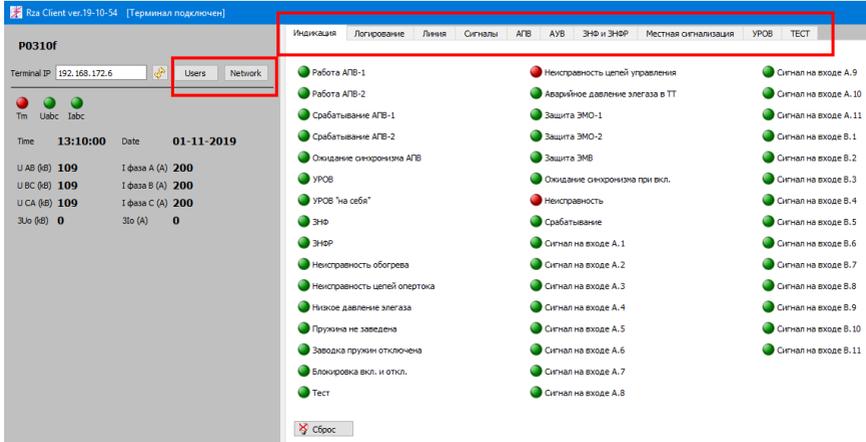


Рис. 8. Авторизовался Администратор

Fig. 8. The Administrator has logged in

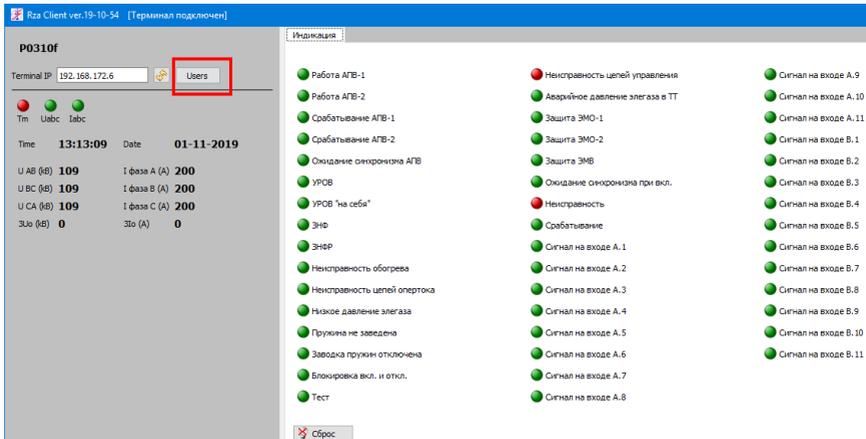


Рис. 9. Авторизовался специалист по ИБ

Fig. 9. An information security specialist has logged in

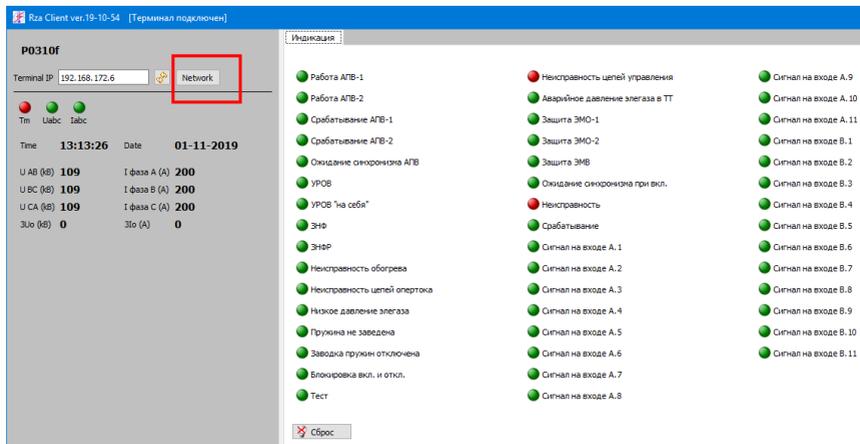


Рис. 10. Авторизовался специалист по АСУ ТП

Fig. 10. An automated control system specialist has logged in

Сценарий работы с ИЭУ начинается с авторизации пользователя (рис. 7), который включен в одну из групп (табл. 2). После обработки системой успешного запроса на вход, пользователю предоставляется интерфейс (рис. 8-10), настроенный в соответствии с его функциональными обязанностями. На рис. 8 авторизовался «Администратор», которому доступны любые действия в системе (выделение рамкой). Рис. 9 демонстрирует интерфейс пользователя «Специалист по ИБ», которому доступна на ИЭУ только возможность управления пользователями через кнопку «Users» (см. выделение рамкой). На этапе создания ИЭУ можно предусмотреть ограничения для «Специалиста по ИБ» на управление группой пользователей «Администраторы».

Следующий экран (рис. 10) показывает интерфейс пользователя «Специалист по АСУ ТП», функциональные обязанности которого ограничиваются настройкой параметров подключения ИЭУ к технологической вычислительной сети ЦПС («шине процесса» и «шине станции»). Доступность кнопки «Network» (см. выделение рамкой) дает возможность доступа к параметрированию сети, подпискам и публикациям МЭК 61850, в т.ч. для интеграции со SCADA-системой. На рис. 11 показан запрет на редактирование параметров ИЭУ для авторизовавшегося пользователя с правами из группы «Читатель». Элементы интерфейса (см. выделение рамкой) заштрихованы серым цветом без возможности выбрать параметры или ввести их вручную и сохранить.

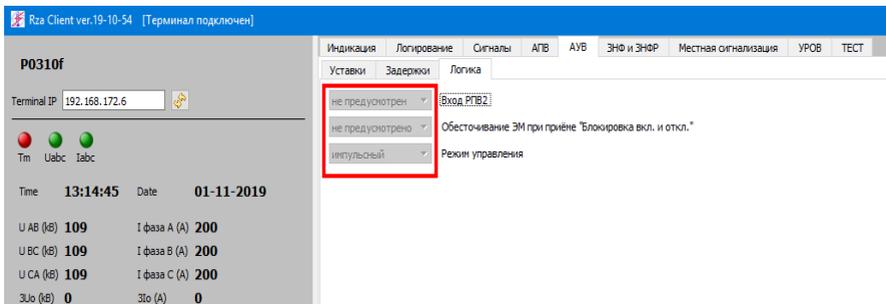


Рис. 11. Запрет на редактирование параметров ИЭУ для пользователя «Читатель»

Fig. 11. Prohibition on editing the parameters of the IED for the «Reader» role

Все действия, которые совершает пользователь при работе с ИЭУ, в том числе, события авторизации протоколируются в журнале событий ИЭУ (рис. 12).

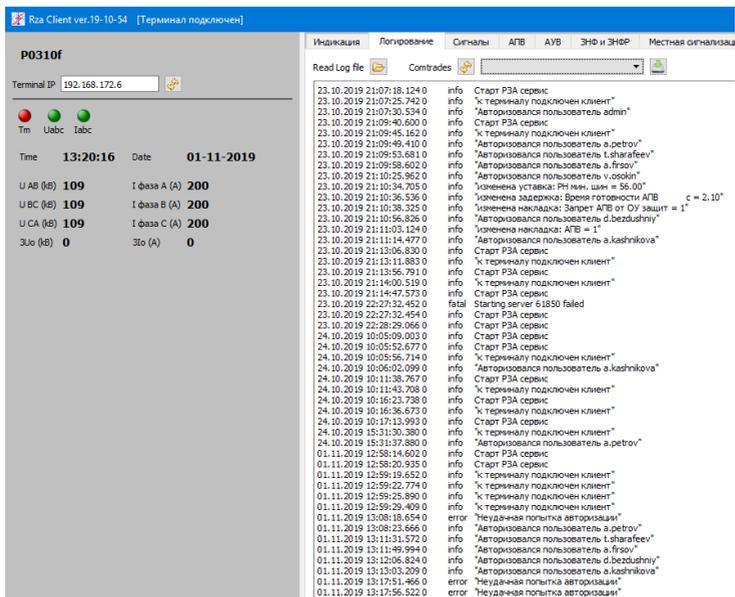


Рис. 12. Журнал событий ИЭУ (с событиями аудита)

Fig.12. IED event log (with audit events)

В статье частично показана реализация действующих отраслевых требований по ИБ в кроссплатформенных ИЭУ. В технологии создания кроссплатформенных ИЭУ большинство отраслевых требований по ИБ было предусмотрено до выхода соответствующих локальных нормативных актов [26], что подтверждает правильность реализованных технических решений.

В настоящее время кроссплатформенные ИЭУ РЗА проходят обязательную для эксплуатации на ЗОККИ сертификацию ФСТЭК по 4 УД. В ходе прохождения сертификации аккредитованных ФСТЭК специалистами испытательных лабораторий отмечается, что разработанные в ПАО «Россети» локальные нормативные акты не в полном объеме охватывают требования государственного регулятора, которые необходимо учитывать при создании и эксплуатации объектов КИИ. Они не могут применяться в качестве основных документов при подтверждении соответствия программного и аппаратного обеспечения АСТУ (и ИЭУ РЗА в частности), в том числе их функционально-технических параметров (характеристик), требованиям по безопасности информации. Обязательная сертификация ФСТЭК не может быть подменена процедурой отраслевой аттестации ПАО «Россети».

VI. Заключение

1. Использование доверенной аппаратно-программной платформы, базирующейся на отечественных микропроцессорах и сертифицированных ФСТЭК операционных системах для создания кроссплатформенных ИЭУ различного функционального назначения АСТУ ЦПС, является перспективным вариантом снижения технологической зависимости электроэнергетической отрасли РФ и минимизации угроз и рисков, изложенных в обновленной «Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации».

2. Импортозамещение должно проходить, в том числе, через реализацию программы НИОКР, отработку типовых технических решений и нормативных документов (СТО) по их завершении. Определяющим критерием должна быть не стоимость, а технологическая нейтральность и минимизация зависимости от импортных составляющих, т.к. для компаний, одним из учредителей, которых выступает государство, это является решением важнейшей стратегической государственной задачи.

3. Указы Президента № 166 от 30.03.2022 и № 250 от 01.05.2022 конкретизировали сроки, в которые на объектах КИИ в электроэнергетике должны отказаться от иностранного ПО и оборудования. Основное федеральное законодательство сформировано и обязывает компании с государственным участием системно проводить такую работу. Информационная безопасность критически важных организаций РФ перестает быть их внут-

ренным делом, а становится обязанностью, выполнение которой регулируется и контролируется государством.

4. С учетом кардинального изменения внешнеполитической ситуации в 2022 г. и изменения законодательства РФ единая техническая политика в электросетевом комплексе, как основополагающий документ, должна быть пересмотрена в части усиления задачи импортозамещения, а ее отдельные разделы, такие как «Информационная безопасность» уточнены, прежде всего, с учетом категорирования центров питания как объектов КИИ.

5. Необходимо активизировать работу по разработке, обсуждению и принятию базового отраслевого СТО по информационной безопасности.

© Куликов А.Л., 2022

© Зинин В.М., 2022

Поступила в редакцию 30.08.2022

Received 30.08.2022

Библиографический список

- [1] Папков Б.В., Куликов А.Л., Осокин В.Л. Киберугрозы и кибератаки в электроэнергетике. Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2017. – 78 с.
- [2] Указ Президента Российской Федерации № 216 от 13.05.2019 г. «Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации».
- [3] Приказ Федеральной службы безопасности Российской Федерации № 366 от 24.07.2018 «О Национальном координационном центре по компьютерным инцидентам».
- [4] СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). Введ. 2017-08-25. М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 135 с.
- [5] СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ. Введ. 2019-03-29. М.: ПАО «Россети», 2019. – 114 с.
- [6] Указ Президента Российской Федерации № 646 от 05.12.2016 г. «Об утверждении Доктрины информационной безопасности Российской Федерации».
- [7] Федеральный закон № 187-ФЗ от 26.07.2017 г. «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».
- [8] Постановление Правительства РФ № 127 от 08.02.2018 г. «Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений».

- [9] Указ Президента Российской Федерации № 166 от 30.03.2022 г. «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».
- [10] Указ Президента Российской Федерации № 203 от 14.04.2022 г. «О Межведомственной комиссии Совета Безопасности Российской Федерации по вопросам технологического суверенитета государства в сфере развития критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».
- [11] Указ Президента Российской Федерации № 250 от 01.05.2022 г. «О дополнительных мерах по обеспечению информационной безопасности Российской Федерации».
- [12] Указ Президента Российской Федерации № 1009 от 04.08.2004 г. «Об утверждении перечня стратегических предприятий и стратегических акционерных обществ».
- [13] Указ Президента Российской Федерации № 1085 от 16.08.2004 г. «Вопросы Федеральной службы по техническому и экспортному контролю».
- [14] Приказ ФСТЭК России от 14.03.2014 г. № 31 «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды».
- [15] Приказ ФСТЭК России от 06.12.2017 г. № 227 «Об утверждении порядка ведения реестра значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».
- [16] Приказ ФСТЭК России № 235 от 21.12.2017 г. «Об утверждении Требований к созданию систем безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и обеспечению их функционирования».
- [17] Приказ ФСТЭК России № 239 от 25.12.2017 г. «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».
- [18] Приказ ФСТЭК России №76 от 02 июня 2020 г. «Об утверждении Требований по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к средствам технической защиты информации и средствам обеспечения безопасности информационных технологий».
- [19] Приказ ФСТЭК России № 26 от 10 февраля 2022 г. «О внесении изменений в порядок ведения реестра значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, утвержденный Приказом Федеральной службы по техническому и экспортному контролю от 6 декабря 2017 года № 227».
- [20] Распоряжение ПАО «Россети» № 282р от 30.05.2017 г. «Об утверждении требований к встроенным средствам защиты информации автоматизированных систем технологического управления электросетевого комплекса группы компаний «Россети».

- [21] Решение Совета директоров ПАО «Россети» (протокол заседания от 02.04.2021 № 450) «Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе».
- [22] Куликов А.Л., Зинин В.М., Петров А.А. Обеспечение кибербезопасности в технологии «Цифровой подстанции» с учетом импортозамещения // Науч.-практ. конф. «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017», Апрель 25-28, 2017, Санкт-Петербург, Россия.
- [23] Куликов А.Л., Зинин В.М., Шарафеев Т.Р. Принципы реализации кибербезопасных решений для кроссплатформенных интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) в составе цифровых подстанций (ЦПС) // Электроэнергетика в национальных проектах, Рогалева Н.Д. М.: Изд-во МЭИ, 2020. – С. 167-177.
- [24] Куликов А.Л., Зинин В.М., Шарафеев Т.Р. Принципы реализации кроссплатформенных цифровых подстанций // Релейщик. 2019. № 2 (34). С. 22-26.
- [25] Зинин В.М. Актуальные решения НИПОМ с учетом доктрины энергетической безопасности РФ // РУМ. 2020. № 6 (596). С. 38-45.
- [26] Распоряжение ПАО «Россети» № 62 от 28.02.2022 «Требования по обеспечению безопасности информации микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики».

References

- [1] B.V. Papkov, A.L. Kulikov and V.L. Osokin, *Kiberugrozy i kiberataki v elektroenergetike [Cyber threats and cyber-attacks in the electric power industry]*. N. Novgorod: NRU RANEPa, 2017 (in Russian).
- [2] Decree of the President of the Russian Federation no. 216 dated May 13, 2019 “*Ob utverzhenii Doktriny energeticheskoy bezopasnosti Rossijskoj Federacii [On Approval of the energy security Doctrine of the Russian Federation]*” (in Russian).
- [3] Order of the Federal Security Service of the Russian Federation no. 366 dated July 24, 2018 “*O Nacional'nom koordinacionnom centre po komp'yuternym incidentam [On the National coordination center for computer incidents]*” (in Russian).
- [4] *Normy tekhnologicheskogo projektirovaniya podstancij peremennogo toka s vysshim napryazheniem 35-750 kV (NTP PS) [Norms of technological design of AC substations with the highest voltage of 35-750 kV (NTP PS)]*, STO 56947007-29.240.10.248-2017, August 2017 (in Russian).
- [5] *Cifrovoy pitayushchij centr. Trebovaniya k tekhnologicheskomu projektirovaniyu cifrovyyh podstancij napryazheniem 110-220 kV i uzlovyh cifrovyyh podstancij napryazheniem 35 kV [Digital feeding center. Requirements for the technological design of digital substations with a voltage of 110-220 kV and nodal digital substations with a voltage of 35 kV]*, STO 34.01-21-004-2019, March 2019 (in Russian).
- [6] Decree of the President of the Russian Federation no. 646 dated Dec. 05, 2016 “*Ob utverzhenii Doktriny informacionnoy bezopasnosti Rossijskoj Federacii [On Approval of the information security Doctrine of the Russian Federation]*” (in Russian).
- [7] Federal Law no. 187-FZ of July 26, 2017 “*O bezopasnosti kriticheskoy informacionnoy infrastruktury Rossijskoj Federacii [On the security of the critical information infrastructure of the Russian Federation]*” (in Russian).

- [8] Decree of the Government of the Russian Federation no. 127 of Feb. 8, 2018 “*Ob utverzhdenii Pravil kategorirovaniya ob"ektov kriticheskoy informacionnoj infrastruktury Rossijskoj Federacii, a takzhe perechnya pokazatelej kriteriev znachimosti ob"ektov kriticheskoy informacionnoj infrastruktury Rossijskoj Federacii i ih znachenij [On approval of the Rules for categorizing objects of critical information infrastructure of the Russian Federation, as well as a list of indicators of criteria for the significance of objects of critical information infrastructure of the Russian Federation and their values]*” (in Russian).
- [9] Decree of the President of the Russian Federation no. 166 of March 30, 2022 “*O merah po obespecheniyu tekhnologicheskoy nezavisimosti i bezopasnosti kriticheskoy informacionnoj infrastruktury Rossijskoj Federacii [On measures to ensure the technological independence and security of the critical information infrastructure of the Russian Federation]*” (in Russian).
- [10] Decree of the President of the Russian Federation no. 203 of April 14, 2022 “*O Mezhdedomstvennoj komissii Soveta Bezopasnosti Rossijskoj Federacii po voprosam tekhnologicheskogo suvereniteta gosudarstva v sfere razvitiya kriticheskoy informacionnoj infrastruktury Rossijskoj Federacii [On the Interdepartmental Commission of the Security Council of the Russian Federation on the technological sovereignty of the state in the development of the critical information infrastructure of the Russian Federation]*” (in Russian).
- [11] Decree of the President of the Russian Federation no. 250 dated May 1, 2022 “*O dopolnitel'nyh merah po obespecheniyu informacionnoj bezopasnosti Rossijskoj Federacii [On additional measures to ensure the information security of the Russian Federation]*” (in Russian).
- [12] Decree of the President of the Russian Federation no. 1009 dated Aug. 04, 2004 “*Ob utverzhdenii perechnya strategicheskikh predpriyatij i strategicheskikh akcioner'nyh obshchestv [On approval of the list of strategic enterprises and strategic joint-stock companies]*” (in Russian).
- [13] Decree of the President of the Russian Federation no. 1085 dated Aug. 16, 2004 “*Voprosy Federal'noj sluzhby po tekhnicheskomu i eksportnomu kontrolyu [Issues of the Federal Service for technical and export control]*” (in Russian).
- [14] Order of the FSTEC of Russia no. 31 dated March 14, 2014 “*Ob utverzhdenii Trebovanij k obespecheniyu zashchity informacii v avtomatizirovannyh sistemah upravleniya proizvodstvennymi i tekhnologicheskimi processami na kriticheski vazhnyh ob"ektah, potencial'no opasnyh ob"ektah, a takzhe ob"ektah, predstavlyayushchih povyshennuyu opasnost' dlya zhizni i zdorov'ya lyudej i dlya okruzhayushchej prirodnoj sredy [On approval of the Requirements for ensuring the protection of information in automated control systems for production and technological processes at critically important facilities, potentially hazardous facilities, as well as facilities that pose an increased danger to life and health people and for the natural environment]*” (in Russian).
- [15] Order of the FSTEC of Russia no. 227 dated Dec. 6, 2017 “*Ob utverzhdenii poryadka vedeniya reestra znachimyh ob"ektov kriticheskoy informacionnoj infrastruktury Rossijskoj Federacii [On approval of the procedure for maintaining a register of significant objects of the critical information infrastructure of the Russian Federation]*” (in Russian).

- [16] Order of the FSTEC of Russia no. 235 dated Dec. 21, 2017 «*Ob utverzhdenii trebovanij k sozdaniyu sistem bezopasnosti znachimyh ob"ektov kriticheskoy informacionnoj infrastruktury Rossijskoj Federacii i obespecheniyu ih funkcionirovaniya [On approval of the Requirements for the creation of security systems for significant objects of critical information infrastructure of the Russian Federation and ensuring their functioning]*” (in Russian).
- [17] Order of the FSTEC of Russia no. 239 dated Dec. 25, 2017 “*Ob utverzhdenii Trebovanij po obespecheniyu bezopasnosti znachimyh ob"ektov kriticheskoy informacionnoj infrastruktury Rossijskoj Federacii [On approval of the Requirements for ensuring the security of significant objects of the critical information infrastructure of the Russian Federation]*” (in Russian).
- [18] Order of the FSTEC of Russia no. 76 dated June 02, 2020 “*Ob utverzhdenii Trebovanij po bezopasnosti informacii, ustanavlivayushchie urovni doveriya k sredstvam tekhnicheskoy zashchity informacii i sredstvam obespecheniya bezopasnosti informacionnyh tekhnologij [On approval of the Requirements for information security, establishing levels of trust in technical information protection tools and information technology security tools]*” (in Russian).
- [19] Order of the FSTEC of Russia no. 26 dated Feb. 10, 2022 “*O vnesenii izmenenij v porjadok vedeniya reestra znachimyh ob"ektov kriticheskoy informacionnoj infrastruktury Rossijskoj Federacii, utverzhdyonnyj Prikazom Federal'noj sluzhby po tekhnicheskomu i eksportnomu kontrolyu ot 6 dekabrya 2017 goda № 227 [On amendments to the procedure for maintaining the register of significant objects of critical information infrastructure of the Russian Federation, approved by Order of the Federal Service for Technical and Export Control dated December 6, 2017 no. 227]*” (in Russian).
- [20] Order of PJSC Rosseti no. 282r dated May 30, 2017 “*Ob utverzhdenii trebovanij k vstroennym sredstvam zashchity informacii avtomatizirovannyh sistem tekhnologicheskogo upravleniya elektrosetevogo kompleksa grupy kompanij «Rosseti» [On approval of the requirements for built-in information security tools for automated technological control systems of the electric grid complex of the “Rosseti” group of companies]*” (in Russian).
- [21] Decision of the Board of Directors of PJSC Rosseti (a protocol of a meeting no. 450 dated Apr. 2, 2021) “*Polozhenie PAO «Rosseti» o edinoj tekhnicheskoy politike v elektrosetevom komplekse [Regulations of PJSC Rosseti on a unified technical policy in the electric grid complex]*” (in Russian).
- [22] A.L. Kulikov, V.M. Zinin and A.A. Petrov, Obespechenie kiberbezopasnosti v tekhnologii «Cifrovoy podstancii» s uchetom importozameshcheniya [Ensuring cybersecurity in the "Digital Substation" technology, taking into account import substitution], in proc. *Nauchyu-praktyu konf. «Relejnaya zashchita i avtomatika energosistem 2017» [Nauchyu-praktyu konf. "Relay protection and automation of power systems 2017"]*, April 25-28, 2017, St. Petersburg, Russia (in Russian).
- [23] A.L. Kulikov, V.M. Zinin and T.R. Sharafiev, “Principy realizacii kiberbezopasnyh reshenij dlya krossplatformennyh intellektual'nyh elektronnyh ustrojstv (IEU) v sostave cifrovyyh podstancij (CPS) [Principles for the implementation of cybersecurity solutions for cross-platform intelligent electronic devices (IEDs) as part of digital substations (DPS)]”, in *Elektroenergetika v nacional'nyh proektah [Power industry*

- in national projects*], N.D. Rogaleva, Moscow: MPEI, 2020, pp. 167-177 (in Russian).
- [24] A.L. Kulikov, V.M. Zinin and T.R. Sharafiev, “Principy realizacii krossplatformennyh cifrovyyh podstancij [Principles for the implementation of cross-platform digital substations]”, *Relejšhchik [Relay operator]*, vol. 2, no. 34, pp. 22-26, 2019 (in Russian).
- [25] V.M. Zinin, “Aktual'nye resheniya NIPOM s uchyotom doktriny energeticheskoj bezopasnosti RF [Actual decisions of NIPOM taking into account the doctrine of energy security of the Russian Federation]”, *RUM*, vol. 6 (596), pp. 38-45, 2020 (in Russian).
- [26] Order of PJSC Rosseti no. 62 dated Feb. 28, 2022 “*Trebovaniya po obespecheniyu bezopasnosti informacii mikroprocessornyh ustrojstv relejnoj zashchity i avtomatiki [Requirements for ensuring the security of information of microprocessor-based relay protection and automation devices]*” (in Russian).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Куликов Александр Леонидович, доктор технических наук, профессор Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация

Alexander L. Kulikov, D. Sci. (Eng.), professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Зинин В.М., заместитель генерального директора по ИБ ООО НПП «АЛИМП», г. Нижний Новгород, Российская Федерация

Vladimir M. Zinin, deputy director general for information security LLC NPP «ALIMP», Nizhny Novgorod, Russian Federation

УДК 621.311.24

DOI 10.46960/2658-6754_2022_3_79

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОБЪЕКТОВ СОЛНЕЧНОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОРАЙОНА СО СЛАБЫМИ СВЯЗЯМИ

П.И. Круглыхин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Томск, Россия
e-mail: pik5@tpu.ru

Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Томск, Россия
ORCID: 0000-0002-8975-2748 e-mail: hecn@tpu.ru

В.Е. Рудник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Томск, Россия
ORCID: 0000-0002-6181-2497 e-mail: ver3@tpu.ru

А.С. Васильев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Томск, Россия
ORCID: 0000-0003-0048-9240 e-mail: vasilevas@tpu.ru

Развитие электроэнергетической отрасли связано с внедрением объектов солнечной энергетики. Однако их функционирование изменяет и усложняет процессы в электроэнергетической системе, что определяет необходимость проведения ряда исследований. Представлены результаты исследований утяжеления нормального и послеаварийного режимов работы электроэнергетической системы с внедрением разной доли установленной мощности солнечной генерации, определены коэффициенты запаса статической устойчивости по мощности и напряжению, оценены демпфирующие свойства электроэнергетической системы на основании расчета коэффициента степени демпфирования переходного процесса.

Ключевые слова: анализ, демпфирование, моделирование, солнечная электростанция, устойчивость, электроэнергетическая система.

Для цитирования: Круглыхин П.И., Уфа Р.А., Рудник В.Е., Васильев А.С. Оценка влияния объектов солнечной генерации на устойчивость энергорайона со слабыми связями // Интеллектуальная Электротехника. 2022. № 3. С. 79-99. DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_79

ASSESSING THE IMPACT OF SOLAR GENERATION FACILITIES ON SUSTAINABILITY OF ENERGY DISTRICT WITH WEAK LINKS

P.I. Kruglykhin

National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russia
e-mail: pik5@tpu.ru

R.A. Ufa

National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russia
ORCID: 0000-0002-8975-2748 e-mail: hecn@tpu.ru

V.E. Rudnik

National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russia
ORCID: 0000-0002-6181-2497 e-mail: ver3@tpu.ru

A.S. Vasiliev

National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russia
ORCID: 0000-0003-0048-9240 e-mail: vasilivas@tpu.ru

Abstract: The development of the electric power industry is associated with the introduction of solar energy facilities. However, the functioning of such facilities changes and complicates the processes in the electric power system, which determines the need for a number of studies and analysis. The results of research on the weighting of normal and post-emergency modes of operation of the electric power system with the introduction of different shares of the installed capacity of solar generation are presented, the coefficients of the static stability reserve by power and voltage are determined, the damping properties of the electric power system based on the calculation of the transient damping degree factor are evaluated.

Keywords: analysis, damping, modeling, solar power plant, stability, electric power system.

For citation: P.I. Kruglykhin, R.A. Ufa, V.E. Rudnik and A.S. Vasiliev, “Assessing the impact of solar generation facilities on sustainability of energy district with weak links”, *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 79-99, 2022.
DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_79

1. Введение

В структурах современных энергосистем все большее значение приобретают системы выработки электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [1, 2], в частности, солнечной. Доля установленной мощности солнечных электростанций (СЭС) в целом в мире, согласно отчету *Global Market Outlook*, в 2020 г. была увеличена на 138,2 ГВт, а в 2022 г. планируется увеличение еще на 203 ГВт [3-5].

Схема СЭС предполагает подключение к сети через статический преобразователь напряжения (СПН). При этом, ввиду отсутствия вращающихся частей, увеличение установленной мощности объектов генерации с СПН приводит к снижению совокупной (физической) инерции, что, в свою очередь, приводит к изменению процессов в электроэнергетической системе (ЭЭС), его частотного спектра и возникновению колебаний, в частности, низкочастотных колебаний (НЧК), параметры и траектория изменения которых отличны от НЧК в традиционных ЭЭС [6-8]. Кроме этого, авторами [9, 10] обозначена проблема адекватного воспроизведения колебаний, в том числе, в «слабых» ЭЭС, характеризующихся малой величиной мощности короткого замыкания. Проблема обусловлена тем, что традиционная настройка системы автоматического управления СПН объектов ВИЭ, используемая для «сильных» сетей, оказывается неудовлетворительной в случае «слабых», приводя к возникновению незатухающих колебаний различной частоты [11]. Однако, как было показано выше, использование СПН в схемах ВИЭ, с одной стороны, отрицательно влияет на функционирование ЭЭС, но с другой – открывает новые возможности. Так, СПН обеспечивает быстроедействие и независимое регулирование частоты и напряжения (функционирование в четырех квадрантах диаграммы мощности), «гибкое» регулирование режимных параметров ЭЭС [12-14], что значительно расширяет степень управляемости и эффективности применения объектов ВИЭ в целом. Все это определяет необходимость в проведении анализа работы ЭЭС с объектами ВИЭ с СПН [15, 16]. Схемы на базе СПН имеют ряд потенциальных преимуществ по сравнению с «традиционными» схемами на базе преобразователей тока: высокое быстроедействие регулирования активной и реактивной мощности, в том числе, независимого, т.е. функционирование во всех четырех квадрантах диаграммы мощности; возможность работы в несимметричной сети, например, во время неисправности сети переменного тока или при наличии существенно несимметричных нагрузок с возможностью ее симметрирования; применимость в слабых сетях переменного тока и сетях с пассивными нагрузками. СПН также обеспечивает лучшую электромагнитную совместимость, снижающую требования к пассивным фильтрам, и возможность активной фильтрации высших гармоник.

В рамках данной работы рассматривается участок энергорайона Восточной Сибири, что обусловлено характерной для него проблемой дефицита мощности: низкой мощностью Мамаканской гидроэлектростанции, а также ограничениями в перетоке мощностей из объединенной энергосистемы Сибири и из соседних ЭЭС, так как существующие электрические сети (вдоль Байкало-Амурской магистрали) работают на пределе пропускной способности. Кроме этого, рассматриваемый участок сети располагается в зоне со значительной солнечной радиацией, поэтому данный энергорайон является наглядным примером, в рамках которого внедрение СЭС позволит решить существующие проблемы дефицита мощности и повысить устойчивость исследуемого энергорайона.

Представлены результаты анализа влияния СЭС на пределы по статической аперiodической и колебательной устойчивости.

II. Описание исследуемой энергосистемы

Рассматриваемая схема исследуемого энергорайона (рис. 1) представляет собой фрагмент энергосистемы Восточной Сибири, где планируется внедрение СЭС, структурная схема которой представлена на рис. 2.

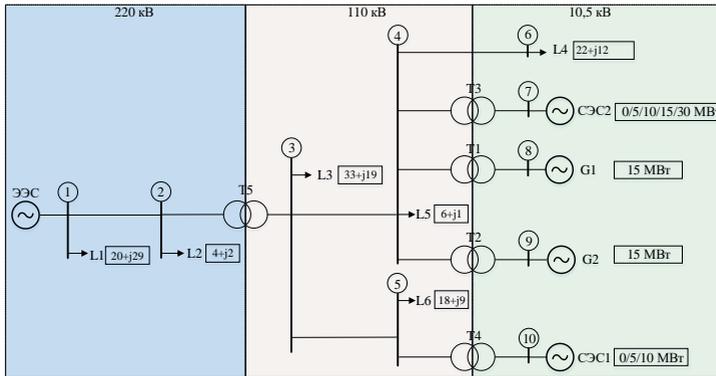


Рис. 1. Тестовая схема ЭЭС с СЭС

Fig.1. Test circuit of electric power system with solar power plant

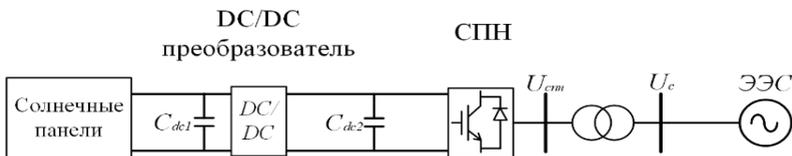


Рис. 2. Структурная схема СЭС

Fig. 2. Structural diagram of solar power plant

На основе имеющихся данных телесигналов и телеизмерений оперативно-информационного комплекса нормальной электрической схемы (для зимнего режима при работе двух гидроагрегатов), ее базы данных параметров оборудования и настроек технологической автоматики было воспроизведено исходное схемно-режимное состояние моделируемого энергорайона. Отметим, что внедрение СЭС позволяет решить проблемы дефицитного энергорайона и является одним из возможных решений по повышению надежного и устойчивого электроснабжения потребителей. Рассматриваются варианты подключения СЭС в узлы № 7 и 10, что обосновано подходящими климатическими условиями [17]: район расположен вблизи зоны максимальной интенсивности солнечного излучения. В соответствии с рис. 2, в программно-вычислительном комплексе *EUROSTAG* была реализована модель СЭС, которая включает блоки моделирования солнечных элементов (СЭ), *DC/DC* преобразователя, цепи постоянного тока, а также СПН [18] (рис. 3).

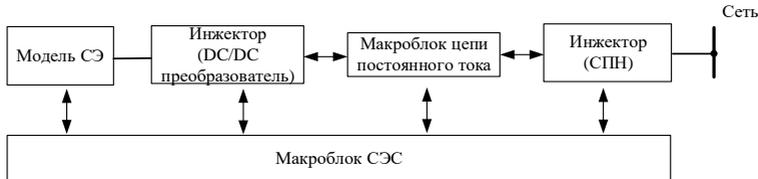


Рис. 3. Структурная схема модели СЭС

Fig. 3. Structural diagram of the solar power plant model

Модель СЭ реализована следующим уравнением:

$$I_C = I_{\Phi} - I_{01} \left(\exp \left[\frac{q(U_C + I_C R_{\Pi})}{A_1 k T} \right] - 1 \right) - I_{02} \left(\exp \left[\frac{q(U_C + I_C R_{\Pi})}{A_2 k T} \right] - 1 \right) - \frac{U_C + I_C R_{\Pi}}{R_{\Pi}}, \quad (1)$$

где: I_{01} – ток, протекающий через неидеальный $p-n$ переход; I_{02} – обратный ток насыщения, определяемый рекомбинацией в области объемного заряда $p-n$ перехода; A_1 – фактор идеальности вольт-амперной характеристики (ВАХ) диода при I_{01} ; A_2 – фактор идеальности ВАХ диода при I_{02} ; I_{Φ} – фототок; A ; I_C – рабочий ток (ток нагрузки), A ; U_C – рабочее напряжение (напряжение нагрузки), B ; q – заряд электрона ($1,602 \cdot 10^{-19}$ Кл); k – постоянная Больцмана ($1,38 \cdot 10^{-23}$ Дж/К); T – температура солнечного элемента, в градусах Кельвина; R_{Π} – шунтирующее сопротивление; R_{Π} – последовательное сопротивление.

Согласно описанию программно-вычислительного комплекса *EUROSTAG* [19, 20], модель СПН реализуется посредством фиктивного, не имеющего физических аналогов, управляемого инжектора, который вво-

дит в узел подключения дополнительный ток. Управление инжектором, а, соответственно, моделирование системы автоматического управления СПН и СЭС в целом, осуществляется посредством макроблоков.

III. Экспериментальная часть

Оценка статической аperiodической устойчивости.

В практических расчетах статической устойчивости ЭЭС для нахождения предела статической устойчивости используется метод последовательного утяжеления режима, суть которого заключается в последовательном увеличении загрузки контролируемого сечения до того момента, когда итерационный процесс перестает сходиться. Определенное методом утяжеления значение предела передаваемой мощности по связи в нормальном режиме ($P_{\text{пр}}^{\text{H}}$), используется в дальнейшем для расчета коэффициента запаса статической устойчивости.

Для расчета коэффициента запаса статической устойчивости нормального режима ($K_{\text{р}}^{\text{H}}$), помимо определенного значения ($P_{\text{пр}}^{\text{H}}$), используются значение перетока мощности по контролируемому сечению в нормальном режиме (до утяжеления) (P_{H}), а если контролируемое сечение представляет собой относительно слабую связь, то и величину нерегулируемых колебаний потока мощности (ΔP_{HK}).

$$K_{\text{р}}^{\text{H}} = \frac{P_{\text{пр}}^{\text{H}} - P_{\text{H}} - \Delta P_{\text{HK}}}{P_{\text{пр}}^{\text{H}}}, \quad (2)$$

Рассчитанный коэффициент запаса статической устойчивости нормального режима сравнивается с нормированным значением, которое регламентируется требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок [21, 22], и для нормальных режимов должно быть не менее 0,2. Если $K_{\text{р}}^{\text{H}}$ оказывается меньше нормированного значения, делаются рекомендации его увеличению. Предел передаваемой мощности по условию обеспечения статической устойчивости для контролируемого сечения в послеаварийном режиме $P_{\text{пр}}^{\text{П/ав}}$ определяется таким же образом, что и для нормального установившегося режима.

По величине предельной передаваемой мощности определяется коэффициент запаса статической устойчивости послеаварийного режима ($K_{\text{р}}^{\text{П/ав}}$). Полученное значение $K_{\text{р}}^{\text{П/ав}}$ должно быть не меньше нормативной величины, равной 0,08. Статическая устойчивость не обеспечивается, если $K_{\text{р}}^{\text{П/ав}}$ меньше нормативного значения. Для утяжеления выбрано самое нагруженное сечение дефицитного района – ветвь между узлами № 3 и 5 (двухцепная линия электропередач (ЛЭП) 110 кВ). При этом рассматривается случай подключения только СЭС1. Утяжеление режима производи-

лось для 6-ти сценариев с постепенным увеличением величины мощности СЭС и нагрузки:

- 1) без внедрения СЭС1;
- 2) с внедрением СЭС1 мощностью 5 МВт;
- 3) с внедрением СЭС1 мощностью 10 МВт;
- 4) с отключением одной параллельной ЛЭП (ветвь между 3-им и 5-ым узлами) без добавления СЭС1;
- 5) аналогичный 4-му сценарий, но с внедрением солнечной генерации мощностью 5 МВт;
- 6) аналогичный 4-му сценарий, но с внедрением солнечной генерации мощностью 10 МВт.

Дополнительно отметим, что выходная мощность СЭС не изменяется на рассматриваемых временных интервалах. Величина нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении определяется на основе активных мощностей потребления энергосистемы с каждой из сторон рассматриваемого сечения P_{H1} , P_{H2} и коэффициента, характеризующего способ регулирования перетока активной мощности в контролируемом сечении K (коэффициент принимается равным 0,75, как при автоматическом регулировании или ограничении перетока активной мощности в контролируемом сечении) [23].

$$\Delta P_{HK} = K \sqrt{\frac{P_{H1} - P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}}. \quad (3)$$

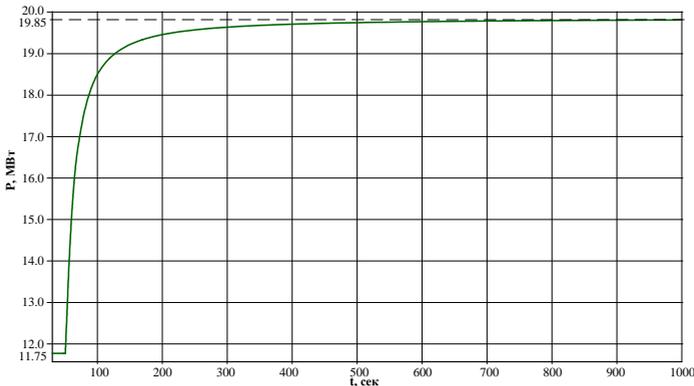


Рис. 4. Переток мощности по первой цепи ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5) в результате утяжеления без внедрения СЭС

Fig. 4. Power flow through the first circuit of the 110 kV transmission line (branch 3-5) as a result of weighting without the introduction of solar power plant

На рис. 4 приведен переток мощности по первой цепи ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5) в результате утяжеления без внедрения СЭС предел передаваемой мощности в данном случае оказался равным $P_{\text{пр}}^{\text{H}} = 19,85$ МВт, а номинальное значение передаваемой мощности $P^{\text{H}} = 11,75$ МВт. В таком случае коэффициент запаса статической устойчивости с учетом перетока по второй цепи будет равен:

$$K_{\text{p}}^{\text{H}} = \frac{39,7 - (23,5 + 3,41)}{39,7} = 0,32. \quad (4)$$

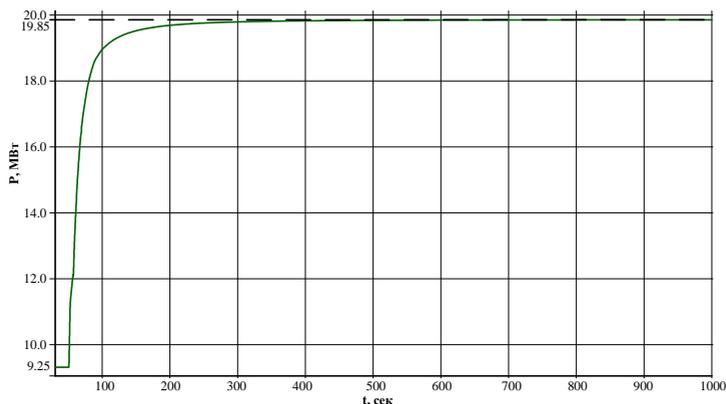


Рис. 5. Переток мощности по первой цепи ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5) в результате утяжеления с внедрением СЭС мощностью 5 МВт

Fig. 5. Power flow through the first circuit of the 110 kV power transmission line (branch 3-5) as a result of weighting with the introduction of solar power plant with a capacity of 5 MW

На рис. 5 приведен переток мощности по первой цепи ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5) в результате утяжеления с внедрением СЭС мощностью 5 МВт предел передаваемой мощности в данном случае оказался равным $P_{\text{пр}}^{\text{H}} = 19,85$ МВт, а номинальное значение передаваемой мощности $P^{\text{H}} = 9,25$ МВт. В таком случае коэффициент запаса статической устойчивости с учетом перетока по второй цепи будет равен:

$$K_{\text{p}}^{\text{H}} = \frac{39,7 - (18,5 + 3,41)}{39,7} = 0,45. \quad (5)$$

В результате утяжеления с внедрением СЭС мощностью 10 МВт предел передаваемой мощности в данном случае оказался равным

$P_{\text{ПР}}^{\text{H}} = 20$ МВт, а номинальное значение передаваемой мощности $P^{\text{H}} = 6,45$ МВт. В таком случае коэффициент запаса статической устойчивости с учетом перетока по второй цепи будет равен:

$$K_{\text{P}}^{\text{H}} = \frac{40 - (12,9 + 3,41)}{40} = 0,59. \quad (6)$$

Рассмотрим послеаварийный режим, в котором отключена одна цепь ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5). В результате утяжеления с отключением одной параллельной ЛЭП без внедрения СЭС предел передаваемой мощности в данном случае оказался равным $P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}} = 23,6$ МВт, а номинальное значение передаваемой мощности $P^{\text{П/ав}} = 22,25$ МВт. В таком случае коэффициент запаса статической устойчивости с учетом величины нерегулярных колебаний будет равен отрицательному значению, значит, требование к устойчивости энергосистемы на данном сечении в части коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности не выполняется.

На рис. 6 приведен переток мощности по первой цепи ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5) в результате утяжеления с отключением одной параллельной ЛЭП с внедрением СЭС мощностью 5 МВт предел передаваемой мощности в данном случае оказался равным $P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}} = 24,77$ МВт, а номинальное значение передаваемой мощности $P^{\text{П/ав}} = 18,85$ МВт. В таком случае коэффициент запаса статической устойчивости будет равен:

$$K_{\text{P}}^{\text{П/ав}} = \frac{P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}} - (P^{\text{П/ав}} + \Delta P_{\text{НК}})}{P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}}} = \frac{24,77 - (18,85 + 3,41)}{24,77} = 0,1. \quad (7)$$

В результате утяжеления с отключением одной параллельной ЛЭП с внедрением СЭС мощностью 10 МВт предел передаваемой мощности в данном случае оказался равным $P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}} = 26,0$ МВт, а номинальное значение передаваемой мощности $P^{\text{П/ав}} = 13,05$ МВт. В таком случае коэффициент запаса статической устойчивости будет равен:

$$K_{\text{P}}^{\text{П/ав}} = \frac{P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}} - (P^{\text{П/ав}} + \Delta P_{\text{НК}})}{P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}}} = \frac{26,0 - (13,05 + 3,41)}{26,0} = 0,37. \quad (8)$$

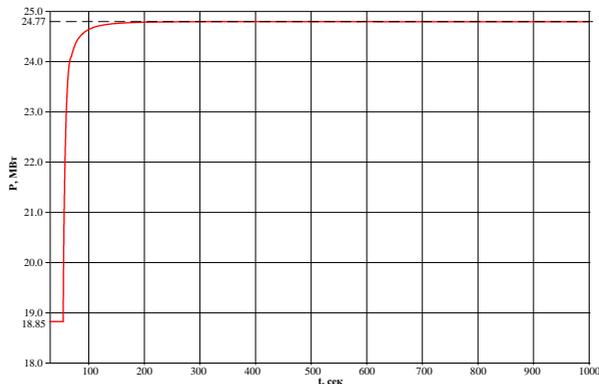


Рис. 6. Переток мощности по первой цепи ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5) в результате утяжеления с отключением одной параллельной ЛЭП с введением СЭС мощностью 5 МВт

Fig. 6. Power flow through the first circuit of the 110 kV transmission line (branch 3-5) as a result of weighting with the disconnection of one parallel transmission line with the introduction of solar power plant with a capacity of 5 MW

За счет внедрения солнечной генерации в отдаленные узлы дефицитных районов линии, по которым в базовой схеме производилось электроснабжение местных потребителей, разгружаются: снижается передаваемая по ним мощность, коэффициент запаса статической устойчивости в нормальном режиме работы увеличивается. Для нормального и послеаварийного режимов также определялся коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле 5 согласно следующей формуле:

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U_{кр}}, \quad (9)$$

где U – напряжение в узле нагрузки в рассматриваемом режиме, кВ; $U_{кр}$ – критическое напряжение в узле нагрузки, кВ.

Все результирующие значения, а также расчетные величины приведены в табл. 1. Расчет коэффициентов запаса статической устойчивости по активной мощности и напряжению в нормальном и послеаварийном режимах показывает, что за счет внедрения СЭС1 не только обеспечивается необходимый уровень генерируемой мощности для покрытия нужд потребителей, но и повышается устойчивость ЭЭС. Дополнительно было проверено требование к определению максимально допустимых и аварийно-допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении, результаты представлены в табл. 2.

Таблица 1.
Значение коэффициента запаса статической устойчивости при разной величине установленной мощности СЭС

Table 1.
The value of the safety factor of static stability at different values of the installed capacity of the solar power plant

Мощность внедряемой СЭС, МВт	Коэффициент запаса статической устойчивости			
	по активной мощности		по напряжению	
	Нормальный режим	Послеаварийный режим	Нормальный режим	Послеаварийный режим
0	0,32	–	0,56	0,52
5	0,45	0,1	0,59	0,58
10	0,59	0,37	0,61	0,60

Таблица 2.
Результаты расчетов перетоков активной мощности

Table 2.
Calculation results of active power flows

Мощность СЭС, МВт	Максимальный допустимый переток активной мощности, МВт					Аварийный допустимый переток активной мощности по критерию статической устойчивости по активной мощности в нормальной схеме, МВт
	По критерию статической устойчивости			По критерию обеспечения динамической устойчивости	По критерию обеспечения токовой нагрузки ЛЭП	
	По активной мощности в нормальной схеме	По активной мощности после нормативных возмущений	По напряжению в нормальной схеме			
–	28,35	19,79	32,48	20,19	44,59	21,70
5	28,35	21,19	32,59	21,36	44,59	22,80
10	28,59	21,86	32,99	22,59	44,59	23,92

Определение максимального и аварийного допустимых перетоков активной мощности показало, что внедрение СЭС повышает (хоть и незначительное) величину максимального допустимого перетока.

Оценка статической колебательной устойчивости.

С точки зрения статической колебательной устойчивости, стоит оценить амплитуду и время колебаний при малых возмущениях в энергоси-

стеме (подключение дополнительной нагрузки, равной 0,5 МВт, в узел № 5). При этом рассматриваются следующие сценарии:

- 1) СЭС1 и СЭС2 отключены;
- 2) мощность СЭС1 и СЭС2 увеличивается до 5 МВт каждая;
- 3) мощность СЭС1 и СЭС2 увеличивается до 10 МВт каждая;
- 4) мощность СЭС1 и СЭС2 увеличивается до 15 МВт каждая.

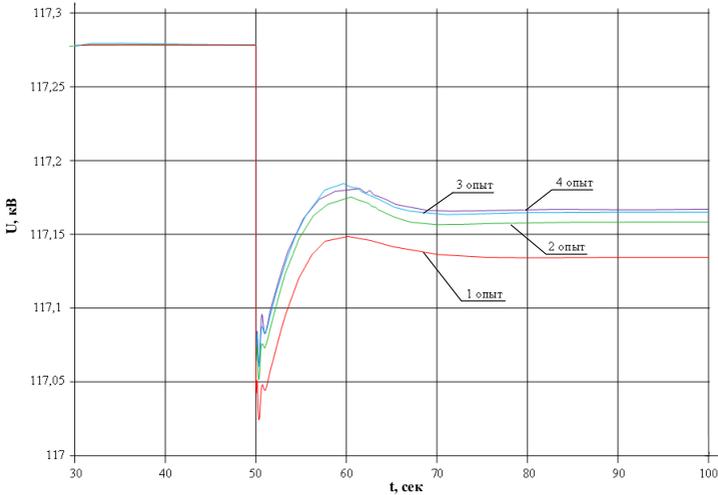


Рис. 7. Изменения напряжения в узле 5 в рассматриваемых опытах № 1-4

Fig. 7. Changes in voltage at node 5 in the experiments no. 1-4

На рис. 7 приведены графики изменения напряжения в узле 5 в рассматриваемых опытах № 1-4, согласно которым амплитуда и время колебаний уменьшается с увеличением установленной мощности солнечной генерации. Данное положительное влияние определяется появлением в сети дополнительной регулируемой мощности подключенных СЭС1 и СЭС2.

Вторая группа экспериментов по оценке демпфирующих свойств ЭЭС с СЭС проводилась в соответствии с Методическими указаниями по проведению испытаний автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) сильного действия синхронных генераторов и алгоритмов их функционирования [24]. Так, для одного набора параметров АРВ, выставленных в соответствии с [25, 26], для всех генераторов определяется степень демпфирования переходного процесса (D) при нормативном возмущении (трехфазное КЗ длительностью 0,02 с) на шинах повышенного напряжения

электрической станции рассматриваемой схемы для базового сценария (без объекта возобновляемой генерации) и сценария при подключении СЭС2 разной установленной мощности.

Осциллограммы активной мощности генератора $G-1$ и пример расчета коэффициента D представлены на рис. 8 и 9. Степень демпфирования переходного процесса (D) рассчитывается как отношение разности амплитуд колебаний активной мощности ΔP (диапазон изменения зарегистрированного параметра электромеханического переходного процесса после 15 с процесса с момента возникновения тестового возмущения) к разности амплитуд первого колебания активной мощности (P_1) и установившимся значением активной мощности генератора ($P_{уст}$):

$$D = \frac{\Delta P}{P_1 - P_{уст}}. \quad (10)$$

Отметим, что в соответствии с [23] допустимым является значение коэффициента D не превышающего 0,01 о.е., то есть демпфирующие свойства ЭЭС удовлетворительны и настройка АРВ синхронных генераторов приемлема. Рассчитанные аналогичным образом при разной величине установленной мощности СЭС2 коэффициенты D приведены в табл. 3.

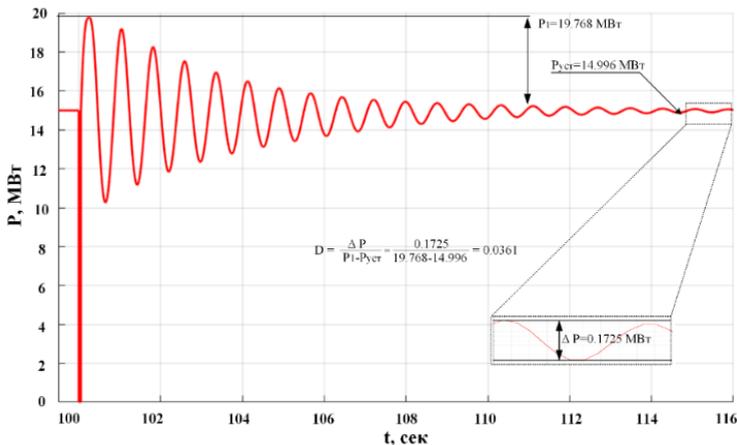


Рис. 8. График активной мощности генератора $G-1$ при КЗ на шине 4 (без внедрения СЭС2)

Fig. 8. Generator $G-1$ active power graph with a short circuit on bus 4 (without the implementation of SPP2)

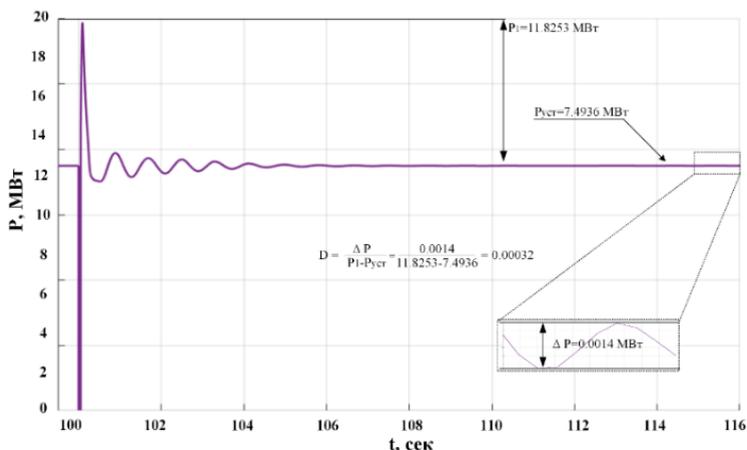


Рис. 9. График активной мощности генератора G-1 при КЗ на шине 4 ($P_{СЭС2} = 15 \text{ MWt}$)

Fig. 9. Active power graph of generator G-1 with a short circuit on bus 4 ($P_{SPP2} = 15 \text{ MW}$)

Таблица 3.

Значение коэффициента D при разной величине установленной мощности СЭС при работе с генераторами Г1 и Г2

Table 3.

The value of the coefficient D at different values of solar power plant installed power in operation with generators G1 and G2

Мощность СЭС2, MWt	Доля солнечной генерации, %	Коэффициент D , о.е.
0	0	0,03610
5	16	0,01570
10	33	0,00730
15	50	0,00032
20	66	0,00086

Дополнительно на основании анализа литературы по теме исследования [27-29] были проведены сценарии исследования для ремонтной схемы – при отключении генератора Г2 в узле № 4 при разной мощности СЭС (табл. 4).

Представленные результаты исследования второй группы экспериментов показывают, что с увеличением доли генерации СЭС величина степени демпфирования переходного процесса (D) в целом снижается, что говорит о положительном влиянии СЭС. При этом наименьшее значение было получено при 50 % доли установленной мощности СЭС: при большем увеличении мощности СЭС суммарная генерируемая мощность увеличивается, а значение инерции остается неизменной, что приводит к изменению процессов в ЭЭС и, как следствие, необходимости корректировки настроек АРВ синхронных генераторов.

Таблица 4.
Значение коэффициента D при разной величине установленной мощности СЭС при отключении генератора G2

Table 4.
The value of the coefficient D at different values of solar power plant installed power when the generato G2 is turned off

Мощность СЭС2, МВт	Доля солнечной генерации, %	Коэффициент D , о.е.
0	0	0,02220
2,5	16	0,01910
5	33	0,00669
7,5	50	0,00570
10	66	0,00590

IV. Заключение

В данной работе представлены результаты анализа влияния СЭС на статическую устойчивость, в частности:

- в программном комплексе *EUROSTAG* была реализована тестовая схема ЭЭС и модель СЭС, которая включает блоки моделирования солнечных элементов (СЭ), *DC/DC* преобразователя, цепи постоянного тока, а также СПН;
- выявлено, что увеличение установленной мощности СЭС не только обеспечивает необходимый уровень генерируемой мощности для покрытия нужд потребителей, но и позволяет значительно увеличить коэффициент запаса статической устойчивости, увеличиваются пределы передаваемой мощности;
- анализ статической колебательной устойчивости показывает, что внедрение СЭС в целом положительно влияет на демпфирующие свойства ЭЭС: степень демпфирования переходного процесса снижается, амплитуда колебаний и время затуханий уменьшаются. Однако, при увеличении

установленной доли СЭС более 50 %, значение коэффициента D увеличивается.

Это определяет необходимость в проведении дальнейших исследований, например, по корректировке настроек АРВ синхронных генераторов.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-00275/.

© Круглыхин П.И., 2022

© Уфа Р.А., 2022

© Рудник В.Е., 2022

© Васильев А.С., 2022

Поступила в редакцию 22.07.2022

Received 22.07.2022

Библиографический список

- [1] Ilyushin P.V., Pazderin A.V., Seit R.I. Photovoltaic power plants participation in frequency and voltage regulation // *proc. 2018 17th International Ural Conference on AC Electric Drives (ACED)*, March 26-30, 2018, Ekaterinburg, Russia. IEEE, 2018. P. 1-7. DOI: 10.1109/ACED.2018.8341712
- [2] Ilyushin P.V., Shepvalova O.V., Filippov S.P., Nekrasov A.A. Calculating the sequence of stationary modes in power distribution networks of Russia for wide-scale integration of renewable energy based installations // *Energy Reports*. 2021. № 7. P. 308-327. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.07.118
- [3] Assessing the effects of economic recoveries on global energy demand and CO2 emissions in 2021. *Global Energy Review 2021*, International Energy Agency, 2021. – 36 p. [Online]. URL: www.bigpowernews.ru (Accessed 18.05.2022).
- [4] Chen Y.C., Liu H.M. Evaluation of greenhouse gas emissions and the feed-in tariff system of waste-to-energy facilities using a system dynamics model // *Science of the Total Environment*. 2021. № 792. P. 1-9. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2021.148445
- [5] Alam M.S., Al-Ismael F.S., Salem A., Abido M.A. High-level penetration of renewable energy sources into grid utility: Challenges and solutions // *IEEE Access*. 2020. № 8. P. 190277–190299. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3031481
- [6] Leon A.E., Solsona J.A. Power oscillation damping improvement by adding multiple wind farms to wide-area coordinating controls // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2014. № 29 (3). P. 1356-1364. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2289970
- [7] Захаров Ю.П., Жуков А.В., Коваленко П.Ю., Опалев О.Л., Юдин А.В. Модальный анализ низкочастотных колебаний в энергосистеме // *IV Международный науч.-тех. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем»*, 2013, Екатеринбург, Россия: CIGRE, 2013. С. 2-8.

- [8] Захаров Ю.П. Идентификация низкочастотных колебаний в электроэнергетической системе и оценка участия синхронного генератора в их демпфировании: автореф. дис. канд. техн. наук, УрФУ, Екатеринбург, 2013. – 118 с.
- [9] Fan L. Modeling Type-4 wind in weak grids // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2019. № 10 (2). P. 853-864. DOI:10.1109/TSTE.2018.2849849
- [10] Zhao M., Yuan X., Hu J., Yan Y. Voltage dynamics of current control time-scale in a VSC-connected weak grid // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016. № 31 (4). P. 2925-2937. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2482605
- [11] Ebrahimzadeh E., Blaabjerg F., Wang X., Bak C.L. Harmonic stability and resonance analysis in large PMSG-based wind power plants // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2018. № 9 (1). P. 12–23. DOI: 10.1109/TSTE.2017.2712098
- [12] Reed G., Pape R., Takeda M. Advantages of voltage sourced converter (VSC) based design concepts for FACTS and HVDC-link applications // *proc. 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, July 13-17, 2003, Toronto, ON, Canada. P. 1816–1821. DOI: 10.1109/PES.2003.1267437
- [13] Mahato G.C., Choudhury T.R., Nayak B., Debnath D., Santra S.B., Misra B. A Review on High PV penetration on smart grid: Challenges and its mitigation using FPPT // *proc. 2021 1-st International Conference on Power Electronics and Energy (ICPEE-2021)*, Jan. 2-3, 2021, Bhubaneswar, India. P. 1–6. DOI: 10.1109/ICPEE50452.2021.9358474
- [14] Shintai T., Miura Y., Ise T. Oscillation damping of a distributed generator using a virtual synchronous generator // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014. № 29 (2). P. 668–676. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2281359
- [15] Abd El-Kareem A.H., Abd Elhameed M., Elkholy M.M. Effective damping of local low frequency oscillations in power systems integrated with bulk PV generation // *Protection and Control of Modern Power Systems*. 2021. № 6. Art. no. 41. DOI: 10.1186/s41601-021-00219-6
- [16] Shu Y., Zhou X., Li W. Analysis of low frequency oscillation and source location in power systems // *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2018. № 4 (1). P. 58–66. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2017.00660
- [17] Количество солнечной энергии в регионах России. [Электронный ресурс]. URL: <https://realsolar.ru/article/solnechnye-batarei/kolichestvo-solnechnoy-energii-v-regionah-rossii/> (дата обращения 18.05.2022).
- [18] WECC REMTF, WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.wecc.biz/Reliability/WECC%20Solar%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf> (дата обращения 18.05.2022).
- [19] EUROSTAG. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.eurostag.be/> (дата обращения 18.05.2022).
- [20] Герасимов А.С., Ефимова Е.В., Коробков А.В., Шлайфштейн В.А. Моделирование Вставки постоянного тока на преобразователях напряжения в среде ПВК «EUROSTAG» // *Известия НИИ постоянного тока*. 2010. № 1 (64). С. 223–234.
- [21] Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок. Методические указания по устойчивости энергосистем. Введ.

- 2018-08-03. Утв. приказом Минэнерго России № 630.
- [22] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
- [23] ГОСТ Р 58058-2018. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования. Введ. 2019-01-01. М.: Стандартинформ, 2018. – 15 с.
- [24] Методические указания по проведению испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов и алгоритмов их функционирования. Введ. 2019-09-05. М.: СО «ЕЭС», 2019. – 119 с.
- [25] СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов. Введ. 2012.04.03. М.: СО «ЕЭС», 2012. – 67 с.
- [26] IEEE Std 421.5-2005. IEEE Recommended practice for excitation system models for power system stability studies. New-York: IEEE, 2006. – 85 с.
- [27] ENTSO-E. High penetration of power electronic interfaced power sources (HPOEIPS). Technical report, 2017, National Grid Electricity System Operator. The grid code. Technical report, 2020.
- [28] ENTSO-E. High penetration of power electronic interfaced power sources and the potential contribution of grid forming converters. Technical report, 2020.
- [29] Опалев О.Л. Исследование системных межзональных низкочастотных колебаний параметров электрического режима ЕЭС России // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2018. № 2 (79). С. 54-72.

References

- [1] P.V. Ilyushin, A.V. Pazderin and R.I. Seit, “Photovoltaic power plants participation in frequency and voltage regulation”, in: *proc. 2018 17th International Ural Conference on AC Electric Drives (ACED)*, March 26-30, 2018, Ekaterinburg, Russia, pp. 1-7. DOI: 10.1109/ACED.2018.8341712
- [2] P.V. Ilyushin, O.V. Shepvalova, S.P. Filippov and A.A. Nekrasov.” Calculating the sequence of stationary modes in power distribution networks of Russia for wide-scale integration of renewable energy based installations”, *Energy Reports*, vol. 7, pp. 308-327, Nov. 2021. DOI: 10.1016/j.egy.2021.07.118
- [3] Assessing the effects of economic recoveries on global energy demand and CO2 emissions in 2021. *Global Energy Review 2021*, International Energy Agency, 2021. [Online]. Available at: www.bigpowernews.ru [Accessed: 18.05.2022].
- [4] Y.C. Chen and H.M. Liu, “Evaluation of greenhouse gas emissions and the feed-in tariff system of waste-to-energy facilities using a system dynamics model”, *Science of the Total Environment*, no. 792, pp. 1-9, Oct. 2021. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2021.148445
- [5] M.S. Alam, F.S. Al-Ismail, A. Salem and M.A. Abido, “High-level penetration of renewable energy sources into grid utility: Challenges and solutions”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 190277–190299, 2020. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3031481
- [6] A.E. Leon and J.A. Solsona, “Power oscillation damping improvement by adding multiple wind farms to wide-area coordinating controls”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1356-1364, May 2014.

- DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2289970
- [7] S.P. Zakharov, A.V. Zhukov, P.A. Kovalenko, O.L. Opalev and A.V. Yudin, “Modal’nyj analiz nizkочastotnyh kolebanij v energosisteme [Modal analysis of low-frequency oscillations in the energy system]”, in proc. *IV Int. conf. “Sovremennye napravleniya razvitiya sistem relejnoj zashchity i avtomatiki energosistem [Modern trends in the development of relay protection systems and automation of power systems]”*, 2013, Yekaterinburg, Russia, pp. 2-8 (in Russian).
- [8] Y.P. Zakharov, “Identifikaciya nizkочastotnyh kolebanij v elektroenergetičeskoj sisteme i ocenka uchastiya sinhronnogo generatora v ih dempfirovanii [Identification of low-frequency oscillations in the electric power system and assessment of the participation of a synchronous generator in their damping]”, Cand. Of Tech. S. thesis, Ural Federal University, Yekaterinburg, Russian, 2013 (in Russian).
- [9] L. Fan, “Modeling Type-4 wind in weak grids”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 853-864, Apr. 2019. DOI:10.1109/TSSTE.2018.2849849
- [10] M. Zhao, X. Yuan, J. Hu and Y. Yan, “Voltage dynamics of current control time-scale in a VSC-connected weak grid”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 2925-2937, July 2016. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2482605
- [11] E. Ebrahimzadeh, F. Blaabjerg, X. Wang and C.L. Bak, “Harmonic stability and resonance analysis in large PMSG-based wind power plants”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 12–23, Jan. 2018. DOI:10.1109/TSSTE.2017.2712098
- [12] G. Reed, R. Pape and M. Takeda, “Advantages of voltage sourced converter (VSC) based design concepts for FACTS and HVDC-link applications”, in proc. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, July 13-17, 2003, Toronto, ON, Canada, pp. 1816–1821, 2003. DOI: 10.1109/PES.2003.1267437
- [13] G.S. Mahato, T.R. Choudhury, B. Nayak, D. Debnath, S.B. Santra and B. Misra, “A review on high PV penetration on smart grid: Challenges and its mitigation using FPPT”, in proc. *2021 1-st International Conference on Power Electronics and Energy (ICPEE-2021)*, Jan. 2-3, 2021, Bhubaneswar, India, pp. 1–6. DOI: 10.1109/ICPEE50452.2021.9358474
- [14] T. Shintai, Y. Miura and T. Ise, “Oscillation damping of a distributed generator using a virtual synchronous generator”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 2, pp. 668–676, Apr. 2014. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2281359
- [15] A.H. Abd El-Kareem, M. Abd Elhameed and M.M. Elkholy, “Effective damping of local low frequency oscillations in power systems integrated with bulk PV generation”, *Protection and Control of Modern Power Systems*, no. 6, art. no. 41, 2021. DOI: 10.1186/s41601-021-00219-6
- [16] Y. Shu, X. Zhou and W. Li, “Analysis of low frequency oscillation and source location in power systems”, *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 4, no. 1, pp. 58–66, March 2018. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2017.00660
- [17] *Kolichestvo solnečnoj energii v regionah Rossii [The amount of solar energy in the regions of Russia]*. [Online]. Available at: <https://realsolar.ru/article/solnechnye-batarei/kolichestvo-solnečnoj-energii-v-regionah-rossii/> [Accessed: 18.05.2022] (in Russian).
- [18] WECC REMTF, WECC PV power plant dynamic modeling guide. [Online]. Available at:

- <https://www.wecc.biz/Reliability/WECC%20Solar%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf> [Accessed: 18.05.2022].
- [19] EUROSTAG. [Online]. Available at: <https://www.eurostag.be/> [Accessed: 18.05.2022] (in Russian).
- [20] A.S. Gerasimov, E.V. Efimova, A.V. Korobkov and V.A. Shlaifshstein, "Modeling of an HVDC back-to-back based on voltage source converters in Eurostag software", *Izvestiya NII postoyannogo toka [Proceedings of the Research Institute of Direct Current]*, vol. 1, no. 64, pp. 223-234, 2010 (in Russian)
- [21] Order of the Ministry of Energy of Russia no. 630 "Trebovaniya k obespecheniyu nadezhnosti elektroenergeticheskikh sistem, nadezhno-sti i bezopasnosti ob"ektov elektroenergetiki i energoprinyimayushchih ustano-vok. Metodicheskie ukazaniya po ustojchivosti energosistem [Requirements for ensuring the reliability of electric power systems, reliability and safety of electric power facilities and power receiving installations. Guidelines for the sustainability of energy systems]" (in Russian).
- [22] Yu.E. Gurevich, L.E. Libova and A.A. Okin, *Raschety ustojchivosti i protivooavariynoj avtomatiki v energosistemah [Calculations of stability and emergency automatics in power systems]*. Moscow: Ergoatomizdat, 1990 (in Russian).
- [23] *Edinaya energeticheskaya sistema i izolirovanno rabotayu-shchie energosistemy. Ustojchivost' energosistem. Normy i trebovaniya [Unified energy system and isolated operating energy systems. Stability of power systems. Norms and requirements]*, GOST R 58058-2018, Jan. 2018 (in Russian).
- [24] *Metodicheskie ukazaniya po provedeniyu ispytaniy avtomaticheskikh regulyatorov vzbuzhdeniya sil'nogo dejstviya sinhronnykh generatorov i algoritmov ih funkcionirovaniya [Guidelines for testing automatic excitation regulators of strong action of synchronous generators and algorithms for their functioning]*, Sept. 2019 (in Russian).
- [25] *Trebovaniya k sistemam vzbuzhdeniya i avtomaticheskim regulyatoram vzbuzhdeniya sil'nogo dejstviya sinhronnykh generatorov [Requirements for excitation systems and automatic excitation regulators of strong action of synchronous generators]*, STO 59012820.29.160.20.001-2012, Apr. 2012 (in Russian).
- [26] *IEEE Recommended practice for excitation system models for power system stability studies*, IEEE Std 421.5-2005, 2006.
- [27] ENTSO-E. High penetration of power electronic interfaced power sources (HPOPEIPS). Technical report, 2017, National Grid Electricity System Operator. The Grid Code. Technical report, 2020.
- [28] ENTSO-E. High penetration of power electronic interfaced power sources and th potential contribution of grid forming converters. Technical report, 2020.
- [29] O.L. Opalev, "Research of global inter-area low frequency oscillations in the united power system of Russia", *Izvestiya NTC Edinoy Energeticheskoy Sistemi*, vol. 2, no. 79, pp. 54-72, 2018.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Круглыхин Павел Игоревич, аспирант Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск, Российская Федерация

Pavel I. Kruglykhin, postgraduate student of the National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

Уфа Руслан Александрович, кандидат технических наук, доцент Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск, Российская Федерация

Ruslan A. Ufa, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

Рудник Владимир Евгеньевич, аспирант Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск, Российская Федерация

Vladimir E. Rudnik, postgraduate student of the National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

Васильев Алексей Сергеевич, кандидат технических наук, доцент Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск, Российская Федерация

Aleksey S. Vasiliev, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

ПРИМЕНЕНИЕ ТИРИСТОРНОГО РЕГУЛЯТОРА НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ПАРАМЕТРАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЗАМКНУТОЙ СЕТИ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

А.А. Кралин

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижегород, Россия

ORCID: 0000-0003-0560-4156 e-mail: akralin@yandex.ru

Е.В. Крюков

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижегород, Россия

ORCID: 0000-0002-9145-2453 e-mail: kryukov@nntu.ru

Р.Ш. Бедретдинов

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижегород, Россия

ORCID: 0000-0003-0767-1096 e-mail: rsb88@yandex.ru

А.А. Кралин

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижегород, Россия

e-mail: kralin152@mail.ru

Проанализированы возможности регулирования параметров электроэнергии и распределения потоков мощности в распределительных электрических сетях среднего напряжения с использованием тиристорных регуляторов напряжения (ТРН). Исследования выполнены с применением разработанной в программе *Matlab Simulink* имитационной компьютерной модели участка распределительной электрической сети с ТРН. Получены зависимости изменения параметров режимов электрической сети с ТРН при продольном, поперечном и продольно-поперечном регулировании напряжения. Установлено, что во всем диапазоне продольно-поперечного регулирования КПД линии электропередачи сохраняет высокое значение. Использование ТРН позволяет в широком диапазоне регулировать потоки активной и реактивной мощности, циркулирующей в сети. Определены режимы работы сети, позволяющие исключить перетоки активной и реактивной мощностей между подстанциями при продольно-поперечном регулировании. Применение тиристорных регуляторов напряжения позволит обеспечить оптимальный уровень напряжения у потребителей, оптимальное распределение потоков активной и реактивной мощности в сложных замкнутых электрических сетях, увеличить пропуск-

ную способность электрических сетей, снизить потери активной мощности при передаче.

Ключевые слова: качество электроэнергии, моделирование, потоки мощности, распределительная электрическая сеть, тиристорный регулятор напряжения.

Для цитирования: Кралин А.А., Крюков Е.В., Бедретдинов Р.Ш., Кралин А.А. Применение тиристорного регулятора напряжения для управления параметрами электроэнергии в замкнутой сети среднего напряжения // Интеллектуальная электротехника. 2022. № 3. С. 100-114. DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_100

APPLICATION OF THYRISTOR VOLTAGE REGULATOR FOR ELECTRICAL ENERGY PARAMETERS CONTROL IN A CLOSED MEDIUM VOLTAGE NETWORK

A.A. Kralin

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev

Nizhny Novgorod, Russia

ORCID: 0000-0003-0560-4156 e-mail: akralin@yandex.ru

E.V. Kryukov

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev

Nizhny Novgorod, Russia

ORCID: 0000-0002-9145-2453 e-mail: kryukov@nntu.ru

R.S. Bedretdinov

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev

Nizhny Novgorod, Russia

ORCID: 0000-0003-0767-1096 e-mail: rsb88@yandex.ru

A.A. Kralin

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev

Nizhny Novgorod, Russia

e-mail: kralin152@mail.ru

Abstract. The article is devoted to the study of the electricity parameters regulating and the power flows distribution possibility in medium voltage distribution networks using thyristor voltage regulators (TVR). The studies have been carried out using a simulation computer model of a distribution network section with TVR developed in the Matlab Simulink. The study of the network with TVR modes parameters has been carried out under voltage magnitude, phase angle and combined control modes. It was found that the efficiency of the power transmission line remains high in the entire range of voltage magnitude and phase angle regulation. The TVR use allows regulating real and reactive power flows in the network in a wide range. The operation modes of the network have been determined, which make it possible to exclude the flows of real and reactive power between substations under combined control mode. The thyristor voltage regulators use

will provide an optimal voltage level for consumers, an optimal distribution of real and reactive power flows in networks, increase the throughput of electrical networks and reduce real power losses.

Keywords: distribution network, modeling, power flows, power quality, thyristor voltage regulator.

For citation: A.A. Kralin, E.V. Kryukov, R.S. Bedretdinov and A.A. Kralin, “Application of thyristor voltage regulator for electrical energy parameters control in a closed medium voltage network”, *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 100-114, 2022. DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_100

I. Введение

В настоящее время сети среднего напряжения в России характеризуются низкой управляемостью и возможностью передачи электроэнергии в одном направлении [1-3]. Высокий износ электроустановок передачи и распределения электроэнергии, устаревшие устройства релейной защиты, недостаточная автоматизация являются причинами, снижающими надежность электроснабжения потребителей [4, 5]. Кроме того, в электроэнергетике зачастую наблюдается диспропорция между требуемыми параметрами электроэнергии и их фактическими значениями.

В Энергетической стратегии России на период до 2035 года поставлена задача цифровой трансформации и интеллектуализации отраслей топливно-энергетического комплекса. К современным прорывным технологиям, способствующим переходу электроэнергетики на новый технологический уровень, относятся, в том числе, активно-адаптивные сети [6, 7].

Можно выделить следующие основные направления развития активно-адаптивных сетей:

- 1) разработка и применение новых схмотехнических решений силовой электроники, обеспечивающих высокую управляемость электрической сетью;
- 2) создание новых принципов информационного взаимодействия объектов электросетевого комплекса;
- 3) разработка принципов взаимодействия между активными потребителями электроэнергии, распределительными сетями и микросетями.

Таким образом, актуальными задачами современной энергетики являются: обеспечения требуемого качества электроэнергии, улучшение управляемости энергосистемами, повышение экономичности эксплуатации систем в нормальных и аварийных режимах.

Регулирование параметров электроэнергии в сетях среднего напряжения можно осуществлять с использованием устройств, изменяющих как амплитуду, так и фазу напряжения [8-11]. Такие устройства могут быть реализованы на основе ТРН [12].

Одно из возможных технических решений силовой части ТРН для сетей среднего напряжения представлено на рис. 1 [13]. Схема силовой части ТРН содержит два трансформатора параллельный трехфазный трансформатор $T1$ и последовательный трансформатор $T2$. На базе секционированных вторичных обмоток параллельного трансформатора выполнены модули продольного и поперечного регулирования напряжения. Требуемый сдвиг по фазе выходных линейных напряжений ТРН выполняется модулем поперечного регулирования. Регулирование величины выходного напряжения относительно входного выполняет модуль продольного регулирования. Очевидно, что совместное использование модулей продольного и поперечного регулирования позволяет изменять выходное напряжение как по амплитуде, так и по фазе [14].

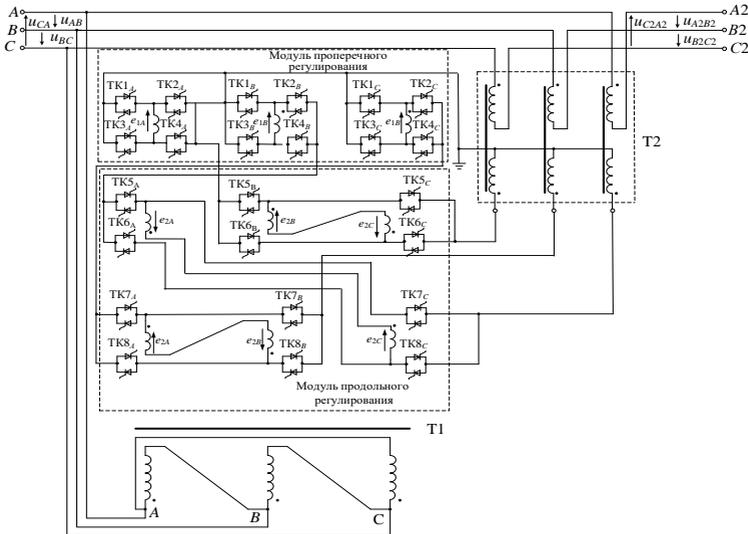


Рис. 1. Схема силовой части ТРН

Fig. 1. TVR electrical circuit diagram

В линии A , B и C при поперечном регулировании вводятся вектора напряжений пропорциональные соответственно напряжениям u_{BC} , u_{CA} , u_{AB} . Проводящее состояние тиристорных ключей $TK2$, $TK3$ обеспечивает режим запаздывания выходного напряжения ТРН относительно входного на угол α (рис. 2а). Проводящее состояние тиристорных ключей $TK1$, $TK4$ обеспечивает режим опережения выходного напряжения ТРН на угол α (рис. 2б).

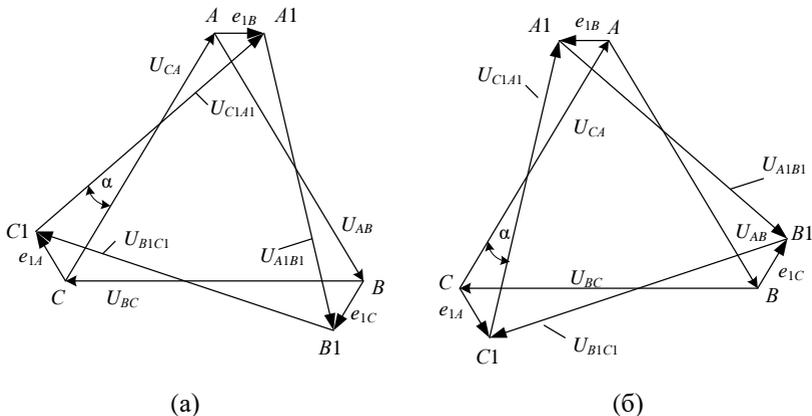


Рис. 2. Векторные диаграммы ТРН при поперечном регулировании: режим запаздывания напряжения (а); режим опережения напряжения (б)

Fig. 2. TVR phasor diagrams under phase angle control mode: voltage lag mode (a); voltage lead mode (b)

Режим продольного регулирования осуществляется с помощью тиристорных ключей ТК5-ТК8. Режим понижения напряжения ТРН осуществляется при проводящем состоянии тиристорных ключей ТК6_А-ТК7_С, ТК8_А-ТК7_А, ТК6_В-ТК5_С. В этом случае в линию фазы А вводится разность ЭДС $e_{2C} - e_{2A}$, в линию В – $e_{2A} - e_{2B}$, в линию С – $e_{2B} - e_{2C}$ (рис. 3а). Режим повышения напряжения ТРН выполняется при проводящем состоянии тиристорных ключей ТК5_А, ТК8_С, ТК5_В, ТК6_С, ТК7_А, ТК8_В (рис. 3б).

Диапазон регулирования выходного напряжения ТРН определяется величиной коэффициента трансформации регулировочных секций модулей продольного и поперечного регулирования. Следует отметить, что плавное изменение величины и фазы выходного напряжения ТРН может быть реализовано с применением импульсно-фазового управления тиристорами модулей продольного и поперечного регулирования [15].

Далее представим результаты исследования возможности регулирования параметров электроэнергии и распределения потоков мощности в распределительных электрических сетях среднего напряжения с использованием тиристорных регуляторов напряжения.

II. Моделирование распределительной электрической сети с тиристорным регулятором напряжения

Для проведения исследования необходимо выполнить моделирование установившихся режимов работы участка распределительной сети с ТРН. Один из возможных вариантов реализации замкнутой системы электроснабжения приведен на рис. 4.

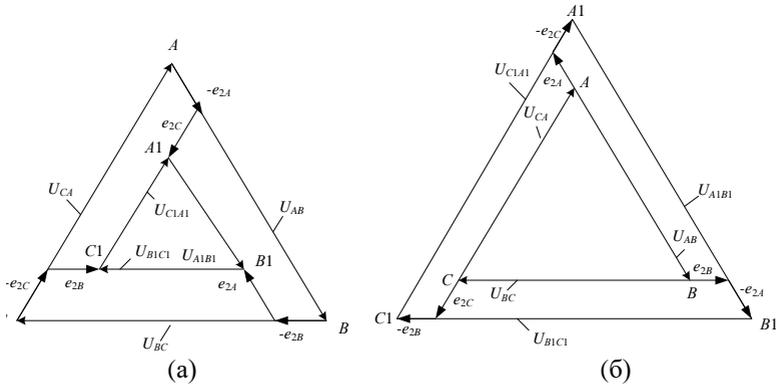


Рис. 3. Векторные диаграммы тиристорного регулятора при продольном регулировании:
режим понижения напряжения (а); режим повышения напряжения (б)

Fig. 3. TVR phasor diagrams under voltage magnitude control mode:
voltage buck mode (a); voltage boost mode (b)

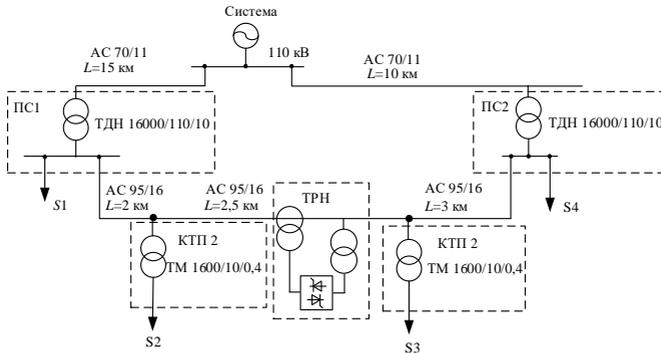


Рис. 4. Участок электрической сети с ТРН

Fig. 4. Single-line diagram of a distribution network with a TVR

Одним из наиболее удобных программных продуктов для исследования и моделирования электромагнитных процессов различных устройств является *Matlab Simulink*. На рис. 5 представлена модель участка сети с ТРН, выполненная в *Simulink*.

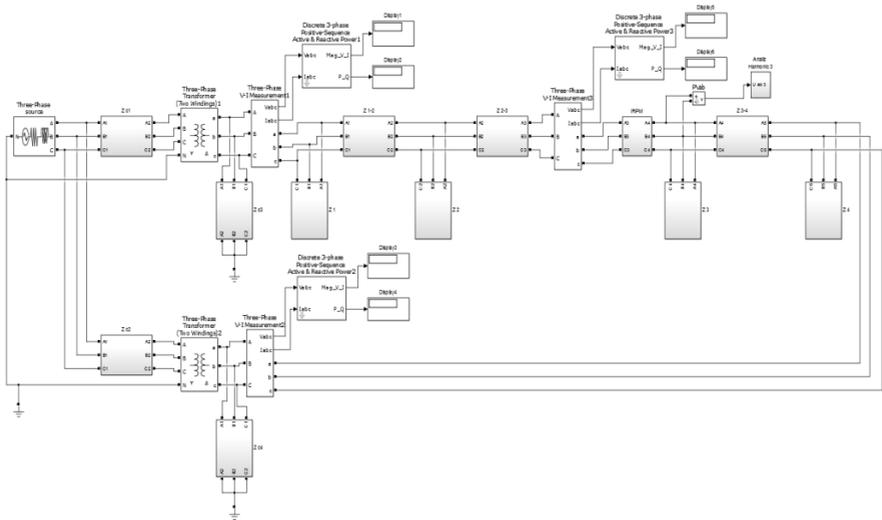


Рис. 5. Модель участка электрической сети в *Simulink*

Fig. 5. Distribution network model in *Matlab Simulink*

Имитационная модель участка сети содержит следующие основные блоки:

- модель трехфазного источника напряжения бесконечной мощности;
- модель линии электропередач;
- модели согласующих трансформаторов;
- модели активно-индуктивной нагрузки;
- измерительные приборы;
- модель ТРН содержащая в своем составе модели последовательного и параллельного трансформаторов, модели тиристорных ключей, модель системы управления.

Параметры модели ТРН следующие:

- линейное напряжение питающей сети $U_{\text{Л}} = 10$ кВ;
- диапазон изменения угла сдвига основной гармоники выходного напряжения относительно входного $\theta = \pm 6^\circ$, что составляет приблизительно ± 600 В ступени поперечного регулирования;

- диапазон регулирования величины выходного напряжения относительно входного $D = \pm 10 \%$, что составляет приблизительно ± 600 В ступени продольного регулирования;
- мощность ТРН 1000 кВА.

Параметры нагрузки приведены в табл. 1.

Таблица 1.
Параметры нагрузки

Table 1.
Load data

Нагрузка	Полная мощность S , кВА	Активная мощность P , кВт	Реактивная мощность Q , квар	$\cos\phi$
S_1	3881	3609	1426	0,93
S_2	1346	1306	327	0,97
S_3	2834	2607	1111	0,92
S_4	1882	1807	526	0,96

Разработанная модель позволяет определить основные электромагнитные величины при продольном, поперечном и продольно-поперечном регулировании напряжения: зависимости мощностей, напряжений и токов участков РЭС, КПД РЭС.

III. Результаты исследования

В качестве примера на рис. 6 представлен полученный в результате моделирования график зависимости КПД линии электропередачи при продольно-поперечном регулировании. Как показывают проведенные исследования, максимум КПД выражен слабо и имеет высокое значение в широком диапазоне изменения добавочной ЭДС при продольном, поперечном и продольно-поперечном регулировании.

На рис. 7 представлены зависимости потоков активной и реактивной мощностей, циркулирующих через ТРН при продольно-поперечном регулировании при мощностях нагрузки, указанных в табл. 1.

В некоторых режимах работы вся нагрузка может получать питание от одной из подстанций, например, ПС2. Соответственно, ТРН совместно с трансформатором связи должен обеспечить величину напряжения на нагрузках в соответствии с ГОСТ. При этом ТРН должен иметь необходимую мощность для надежной безаварийной работы. На рис. 8 представлена зависимость полной мощности ТРН при питании всей нагрузки через ПС2. Как видно из полученных зависимостей, максимальная мощность ТРН составляет 686 кВА, что менее расчетной (1000 кВА).

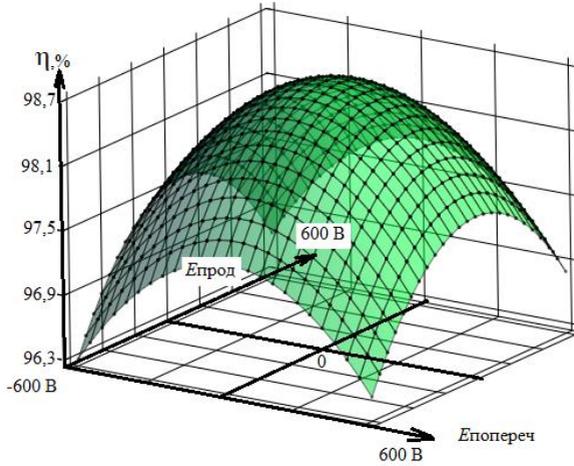


Рис. 6. Зависимость КПД участка сети при продольно-поперечном регулировании

Fig. 6. The network efficiency dependence under combined control mode

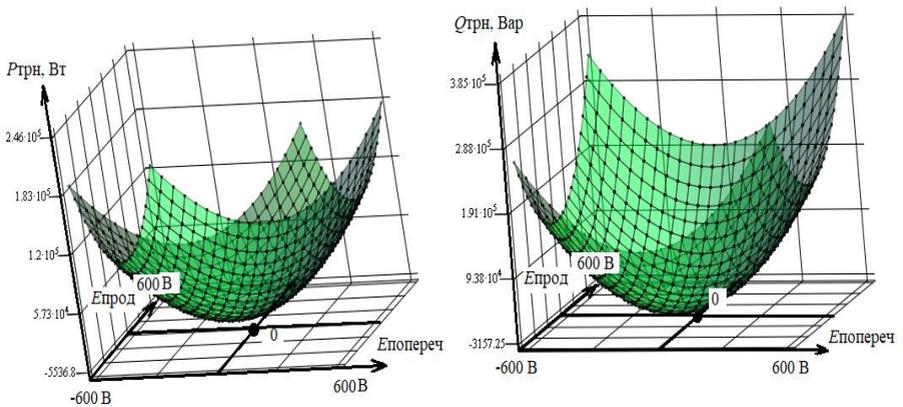


Рис. 7. Зависимости активной и реактивной мощностей ТРН при продольно-поперечном регулировании

Fig. 7. TVR real and reactive power dependencies under combined control mode

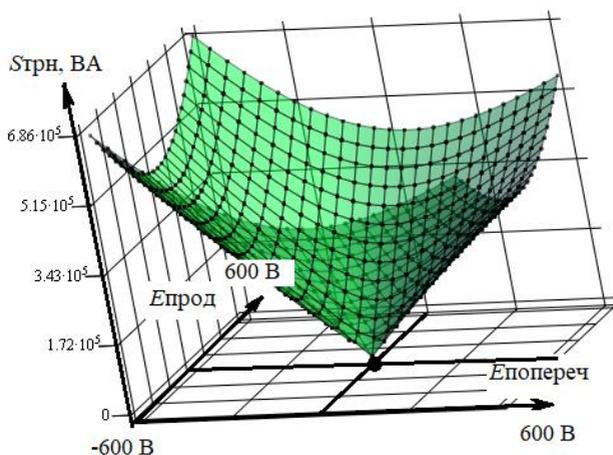


Рис. 8. Мощность ТРН при продольно-поперечном регулировании и питании всей нагрузки от ПС 2

Fig. 8. TVR power under combined control mode and load power supplying from TS2

Как известно, для показателей качества электроэнергии установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального значения. Соответственно, с помощью РПН трансформатора связи ПС2 можно обеспечить максимально допустимое напряжение на нагрузке S_4 равное 11 кВ. В этом случае напряжение на нагрузке S_3 будет соответствовать ГОСТ. Напряжения на нагрузках S_1 и S_2 будут ниже отрицательного отклонения – 10 % (рис. 9). В указанном режиме работы дополнительное использование ТРН позволит повысить напряжение на нагрузках 1 и 2 до величины, соответствующей ГОСТ.

IV. Выводы

Внедрение инновационных полупроводниковых управляемых устройств играет одну из решающих ролей в реализации концепции интеллектуальных электрических сетей. Применение таких устройств позволяет осуществлять адаптацию электрической сети к текущему режиму ее работы, а также обеспечить оптимальный уровень напряжения у потребителей, оптимальное распределение потоков активной и реактивной мощности в сложных замкнутых электрических сетях, увеличить пропускную способность электрических сетей, снизить потери активной мощности при передаче.

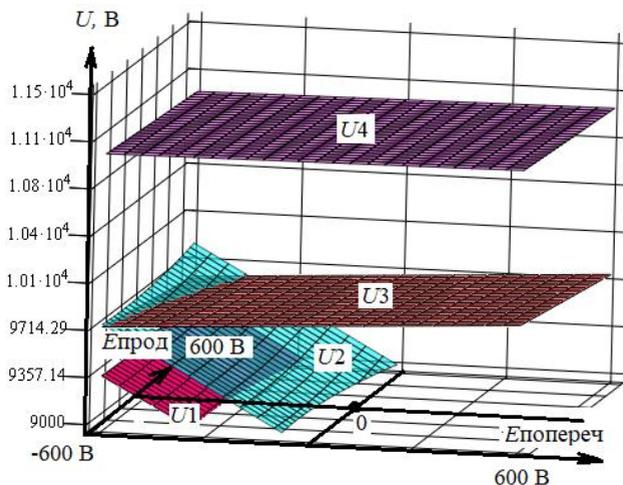


Рис. 9. Напряжения в узлах нагрузки при продольно-поперечном регулировании:
 $U1-U4$ – напряжения на нагрузках $S1-S4$ соответственно

Fig. 9. Load voltages under combined control mode:
 $U1$ – $S1$ load voltage; $U2$ – $S2$ load voltage; $U3$ – $S3$ load voltage;
 $U4$ – $S4$ load voltage

Итак, в результате исследования установлено, что во всем диапазоне продольно-поперечного регулирования КПД линии электропередачи сохраняет высокое значение. Использование ТРН позволяет в широком диапазоне регулировать потоки активной и реактивной мощности, циркулирующей между ПС1 и ПС2. При продольно-поперечном регулировании существуют режимы работы сети, позволяющие исключить перетоки активной и (или) реактивной между ПС1 и ПС2. Совместное использование РПН трансформатора связи и ТРН позволяет обеспечить напряжение на нагрузках $S1-S4$ в рамках ГОСТ в случае отключения одной из подстанций.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки научных исследований молодых российских ученых – кандидатов наук МК-270.2022.4 (соглашение №075-15-2022-734 от 12 мая 2022 г.)

© Кралин А.А., 2022
© Крюков Е.В., 2022
© Бедретдинов Р.Ш., 2022
© Кралин А.А., 2022

Поступила в редакцию 04.08.2022
Received 04.08.2022

Библиографический список

- [1] Самойленко В., Мухлынин Н., Паздерин А., Журавлев А. Перспективные тенденции развития распределительных сетей // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № S1 (12). С. 6-13.
- [2] Лыкин А.В., Уткин Е.А. Распределительные электрические сети 10/0,4 кВ с максимальным приближением трансформаторных подстанций к потребителям // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. № 21 (3). С. 46-54. DOI: 10.30724/1998-9903-2019-21-3-46-54
- [3] Воротницкий В.Э., Могиленко А. В. Снижение потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. Сравнительный анализ зарубежного и отечественного опыта. Часть 1. Структура потерь. Сравнительный анализ динамики потерь в электрических сетях различных стран. Регуляторные мероприятия по снижению потерь // Библиотечка электротехника. 2021. № 4-5. С. 1-144.
- [4] Илюшин П.В., Догадкин Д.И. Пути повышения надежности работы и снижения затрат на эксплуатацию силовых трансформаторов 6-220 кВ в распределительных сетях // ЭнергоЭксперт. 2012. № 5. С.74-79.
- [5] Назарычев А. Н., Крупнев Д.С. Надежность и оценка технического состояния оборудования систем электроснабжения. Новосибирск: «Наука», 2020. – 224 с.
- [6] Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л., Сокур П.В., Новиков А.Н. Классификация и характеристика устройств управляемых систем электропередачи переменного тока // Электрические станции. 2018. № 9 (1046). С. 30-36.
- [7] Жуков В.В., Шмелев А.В., Михеев Д.В. Оценка надежности цифровой подстанции и элементов интеллектуальной электрической сети // Электричество. 2019. № 9. С. 4-15. DOI: 10.24160/0013-5380-2019-9-4-15
- [8] Rakhi K., Prerna, Chitragada R. Modelling of UPFC (Unified Power Flow Control) to improve stability of power system by real and reactive power control of transmission line // Advances in Systems, Control and Automation. Lecture Notes in Electrical Engineering, vol. 442, Konkani A., Bera R., Paul S. Singapore: Springer, 2018. – P. 647-655. DOI: 10.1007/978-981-10-4762-6_62
- [9] Hussein N.A., Eisa A.A., Mahmoud H.M., Shehata S.A., Othman E.A. Interline power flow controller (IPFC) characterization in power systems // International Journal of Engineering & Technology. 2018. № 7 (3). С. 1656-1665. DOI: 0.14419/ijet.v7i3.14894
- [10] Kumbhare P.P., Nimje A.A., Sawarkar P.R. Application of distributed static series compensator for improvement of power system stability // Silicon Photonics & High Performance Computing. Advances in Intelligent Systems and Computing, vol. 718,

- Mishra A., Basu A., Tyagi V. Singapore: Springer, 2018. – P. 27-34. DOI: 10.1007/978-981-10-7656-5_4
- [11] Kathal P., Bhandakkar A. Power flow control in power system using FACTS device thyristor controlled series capacitor (TCSC): A Review // International Journal for Research and Development in Engineering (IJRDE). 2013. № 1 (3). С. 82-91. DOI: 10.9790/1676-0767283
- [12] Асташев М.Г., Лунин К.А., Панфилов Д.И., Петров М.И. Рашитов П.А. Полупроводниковые регуляторы-стабилизаторы напряжения для распределительных сетей // Электрические станции. 2021. № 2 (1075). С. 16-20.
- [13] Асабин А.А., Соснина Е.Н., Кралин А.А., Крюков Е.В. Универсальный тиристорный регулятор величины вольтодобавочного напряжения, Пат. 2710660 RU, заявл. 27.06.2019; опубл. 30.12.2019. – Бюл. № 1.
- [14] Кралин А.А., Крюков Е.В., Асабин А.А. Принципы работы тиристорного регулятора величины и фазы вольтодобавочного напряжения для распределительных сетей // Труды НГТУ им. П.Е. Алексеева. 2019. № 2 (125). С. 112-118. DOI: 10.46960/1816-210X_2019_2_112
- [15] Асабин А.А., Белянин И.В., Соснина Е.Н., Бедретдинов Р.Ш., Крюков Е.В. Система управления тиристорного регулятора напряжения // Интеллектуальная электротехника. 2020. № 1 (9). С. 25-39. DOI: 10.46960/2658-6754_2020_1_25

References

- [1] V. Samoilenko, N. Mukhlynin, A. Pazderin and A. Zhuravlev, “Perspektivnyye tendentsii razvitiya raspredelitel’nykh setey [Prospective trends in the development of distribution networks]”, *Electric power. Transmission and distribution*, vol. S1, no. 12, pp. 6-13, 2019 (in Russian).
- [2] A.V. Lykin and E.A. Utkin, “Calculations, norming and reducing of electrical energy losses in city electrical networks”, *Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, vol. 21, no. 3, pp. 46-54, 2019. DOI: 10.30724/1998-9903-2019-21-3-46-54
- [3] V.E. Vorotnitsky and A.V. Mogilenko, “Snizheniye poter’ elektroenergii v raspredelitel’nykh elektricheskikh setyakh Sravnitel’nyy analiz zarubezhnogo i otechestvennogo opyta. Chast’ 1. Struktura poter’. Sravnitel’nyy analiz dinamiki poter’ v elektricheskikh setyakh razlichnykh stran. Regulyatornyye meropriyatiya po snizheniyu poter’ [Reducing electricity losses in electrical distribution networks Comparative analysis of foreign and domestic experience. Part 1. The structure of losses. Comparative analysis of the dynamics of losses in electrical networks of different countries. Regulatory measures to reduce losses]”, *Bibliotekha Elektrotekhnika [Library of Electrical Engineering]*, vol. 4-5, pp. 1-144, 2021 (in Russian).
- [4] P.V. Ilyushin and D.I. Dogadkin, “Puti povysheniya nadezhnosti raboty i snizheniya zatrat na ekspluatatsiyu silovykh transformatorov 6-220 kV v raspredelitel’nykh setyakh [Ways to improve the reliability and reduce the cost of operating 6-220 kV power transformers in distribution networks]”, *EnergoExpert*, no. 5, pp.74-79, 2012 (in Russian).

- [5] A.N. Nazarychev and D.S. Krupenev, *Nadezhnost' i otsenka tekhnicheskogo sostoyaniya oborudovaniya sistem elektrosnabzheniya [Reliability and assessment of the technical condition of equipment for power supply systems]*. Novosibirsk: Novosibirsk branch of the publishing house "Science", 2020 (in Russian).
- [6] Yu.G. Shakarian, N.L. Novikov, P.V. Sokur and A.N. Novikov, "Classification and characteristics of devices of flexible AC transmission systems (FACTS)", *Power Technology and Engineering*, vol. 52, pp. 723-728, 2019. DOI: 10.1007/s10749-019-01022-y
- [7] V.V. Zhukov, A.V. Shmelev and D.V. Mikheev, "Estimating the reliability of a digital substation and smart grid elements", *Elektrichestvo*, no. 9, pp. 4-15, 2019. DOI: 10.24160/0013-5380-2019-9-4-15
- [8] K. Rakhi, Prerna and R. Chitrangada, "Modelling of UPFC (Unified Power Flow Control) to improve stability of power system by real and reactive power control of transmission line", in *Advances in Systems, Control and Automation. Lecture Notes in Electrical Engineering*, vol. 442, A. Konkani, R. Bera, S. Paul, Singapore: Springer, 2018, pp. 647-655. DOI: 10.1007/978-981-10-4762-6_62
- [9] N.A. Hussein, A.A. Eisa, H.M. Mahmoud, S.A. Shehata and E.A. Othman, "Inter-line power flow controller (IPFC) characterization in power systems", *International Journal of Engineering & Technology*, vol. 7, no.3, pp. 1656-1665, Aug. 2018. DOI: 0.14419/ijet.v7i3.14894
- [10] P.P. Kumbhare, A.A. Nimje and P.R. Sawarkar, "Application of Distributed Static Series Compensator for Improvement of Power System Stability", in *Silicon Photonics & High Performance Computing. Advances in Intelligent Systems and Computing*, vol. 718, A. Mishra, A. Basu, V. Tyagi, Singapore: Springer, 2018, pp. 27-34. DOI: 10.1007/978-981-10-7656-5_4
- [11] P. Kathal and A. Bhandakkar, "Power flow control in power system using FACT device thyristor controlled series capacitor (TCSC): A review", *International Journal for Research and Development in Engineering (IJRDE)*, vol. 1, no. 3, pp. 82-91, 2013. DOI: 10.9790/1676-0767283
- [12] M.G. Astashev, K.A. Lunin, D.I. Panfilov, M.I. Petrov and P.A. Rashitov, "Semiconductor voltage regulators-stabilizers for distribution networks", *Power Technology and Engineering*, vol. 55, no. 2, pp. 310-313, 2021. DOI: 10.1007/s10749-021-01357-5
- [13] A.A. Asabin, E.N. Sosnina, A.A. Kralin and E.V. Kryukov, "Universal'nyy tiristornyy regulyator velichiny vol'todobavoch'nogo napryazheniya [Universal thyristor boost voltage regulator]", Patent RU 2710660, Dec. 30, 2019 (in Russian).
- [14] A.A. Kralin, E.V. Kryukov and A.A. Asabin, "Operation principles of thyristor controller magnitude and phase of the booster voltage distribution networks", *Transactions of NNSTU n.a. R.E. Alekseev*, vol. 2 (125), pp. 112-118, 2019 (in Russian). DOI: 10.46960/1816-210X_2019_2_112
- [15] A.A. Asabin, I.V. Belyanin, E.N. Sosnina, R.S. Bedretdinov and E.V. Kryukov, "Control system of thyristor voltage regulator", *Smart Electrical Engineering*, no. 1 (9), pp. 25-39, 2020. DOI: 10.46960/2658-6754_2020_1_25

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кралин Алексей Александрович, кандидат технических наук, заведующий кафедрой Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация

Alexey A. Kralin, Cand. Sci. (Eng.), professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Крюков Евгений Валерьевич, кандидат технических наук, доцент Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация

Evgeny V. Kryukov, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Бедретдинов Рустам Шамилевич, кандидат технических наук, доцент Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация

Rustam Sh. Bedretdinov, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Кралин Андрей Алексеевич, студент Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация

Andrey A. Kralin, student of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation

УДК 621.316.1

DOI 10.46960/2658-6754_2022_3_115

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ ГОРОДСКОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С УЧЕТОМ РЯДА ПЕРЕМЕННЫХ ФАКТОРОВ

С.Ш. Таваров

Южно-Уральский государственный университет
Челябинск, Россия

ORCID: 0000-0002-2875-2752 e-mail: tabarovsaid@mail.ru

Статья посвящена вопросам прогнозирования электропотребления бытовыми потребителями с учетом ряда переменных факторов и установления влияния этих факторов на режим работы городской электрической сети. Для определения влияния ряда переменных факторов на электропотребление бытовых потребителей предложен обобщенный коэффициент учета неопределенности, который позволяет дополнительно выявлять причины неравномерности нагрузки по фазам в часы максимума нагрузок. Установлено, что переменные факторы из-за отсутствия иных источников энергии (тепло-горячее водоснабжение и газоснабжение) оказывают существенное влияние на режим работы. Для оценки режима работы городской электрической сети предлагается построение в среде *Matlab* компьютерной модели с использованием исходных и определяемых параметров, на ее основе произвести моделирование режима работы электрической сети.

Ключевые слова: несимметрия, переменные факторы, режим работы, электрические сети.

Для цитирования: Таваров С.Ш. Моделирование режима работы городской распределительной электрической сети с учетом ряда переменных факторов // Интеллектуальная электротехника. 2022. № 3. С. 115-124.
DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_115

SIMULATION OF OPERATION MODE OF URBAN DISTRIBUTION ELECTRIC NETWORK TAKING INTO ACCOUNT A SERIES OF VARIABLE FACTORS

S.Sh. Tavarov

South Ural State University
Chelyabinsk, Russia

ORCID: 0000-0002-2875-2752 e-mail: tabarovsaid@mail.ru

Abstract. The article is devoted to the issue of forecasting electricity consumption by household consumers, taking into account a number of variable factors and establishing the influence of these factors on the mode of operation of the city electrical network. To determine the influence of a number of variable factors on the power consumption of household consumers, a generalized coefficient for accounting for uncertainty is proposed, which allows additionally identifying the causes of load unevenness by phases during hours of maximum load.

It has been established that variable factors due to the lack of other sources of energy (heat and hot water supply and gas supply) have a significant impact on the mode of operation. To assess the mode of operation of the city electrical network, it is proposed to build a computer model in the Matlab environment using the initial and determined parameters, on its basis to simulate the mode of operation of the electrical network.

Keywords: asymmetry, variable factors, mode of operation, electrical networks.

For citation: S.Sh. Tavarov, "Simulation of the operation mode of the urban distribution electric network taking into account a series of variable factors", *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 115-124, 2022. DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_115

I. Введение

Проблема прогнозирования электропотребления бытовыми потребителями в последнее годы в связи с динамикой его изменения приобретает все более важное значения для электроснабжающей организации. От точности прогноза зависит не только надежность, проявляющаяся в виде технического состояния элементов электрической сети и сроков их служб, но и эффективность – потери электроэнергии при ее распределении. Вопросами прогнозирования электропотребления занимаются, как в России [1-5], так и за рубежом [6, 7], используя различные подходы, способы и методы.

Режим работы электрических сетей, в частности городской электрической сети с коммунально-бытовыми потребителями, существенно отличается от электрических сетей промышленных предприятий. Это отличие сетей связано с использованием трехфазных электроприемников, тогда как в городских электрических сетях большую часть составляют однофазные электроприемники. Это отличие сказывается на режиме работы именуемых электрических сетей. В основном это проявляется в виде неравномерности электропотребления, приводящей к несимметрии токов и напряжений, а также появлению токов и напряжений на нулевом проводнике.

На основе проведенного анализа источников [1-7] установлены факторы, влияющие на прогнозирование электропотребления, а также предложены дополнительные факторы [8-10] с приведением их в обобщенный коэффициент учета факторов неопределенности.

К известным факторам можно отнести:

- метеорологические;
- учет конструктивного исполнения жилых домов;
- неравномерность нагрузки при распределении ее по фазам трехфазных линий и вводов.

К предлагаемым (дополнительным) факторам отнесем:

- учет перепада высот над уровнем моря;
- разное количество электроприемников у потребителя.

Установление зависимости от указанных выше переменных факторов неравномерности электропотребления является для городской электрической сети г. Душанбе весьма актуальным. Обусловлено это, в первую очередь, необходимостью уменьшения потерь электроэнергии и повышения надежности системы электроснабжения.

II. Теоретическая часть

На основе сказанного выше предлагается обобщенный коэффициент учета неопределенности при прогнозировании электропотребления бытовыми потребителями в виде (1):

$$a_i = ((t_i \cdot h + c) / (s + k)), \quad (1)$$

где t_i – температурный коэффициент (учитывающий метеорологический фактор); h – коэффициент, учитывающий расположенность потребителей над уровнем моря; c – коэффициент, учитывающий конструктивное исполнение жилого дома; s – коэффициент, учитывающий неравномерность нагрузки при распределении ее по фазам трехфазных линий и вводов вводно-распределительного устройства (ВРУ); k – коэффициент, учитывающий различное количество электроприемников у потребителя.

Уравнение (1) состоит из двух совокупных факторов: первый ($t_i \cdot h + c$), характеризующий климата-метеорологический аспект и второй ($s + k$), учитывающий экономический уровень потребителя.

Необходимо отметить, что коэффициенты s и k имеют динамичный характер и создают основную неопределенность в прогнозировании и создает неравномерности нагрузки по фазам. Коэффициент s принимаем в диапазоне от 0 до 1. Рост данного коэффициента говорит о возможности потребителя использовать максимальное количество бытовых электроприемников. Коэффициент k зависит от количества подключенных потребителей.

Методом отсеивания полученных данных коэффициент s был принят равным 1. Обоснованием этого является то, что потребители лишены иных источников энергии и вся нагрузка лежит на плече электрической энергии. Тем самым все рассматриваемые потребители (квартиры) обеспечены максимальным количеством электроприемниками.

На основе предложенного обобщенного коэффициента учета неопределенности в виде (2), предлагаем прогнозировать электропотребление бытовыми потребителями с его помощью:

$$W_{\text{прогноз}} = W_{\text{факт}} \cdot (1 - \alpha_i^2), \quad (2)$$

где $W_{\text{факт}}$ – фактическое электропотребления, кВт·ч.

На основе предлагаемого метода прогнозирования электропотребления (2) с учетом переменных факторов (обобщенного коэффициента учета неопределенности) (1) по данным месячного электропотребления в зимнее дни, для групп потребителей, подключенных к пяти потребительским трансформаторным подстанциям 6/0,4 кВ, получающих питание от одной ячейки подстанции «Авиатор» г. Душанбе были определены эквивалентные электрические нагрузки в часы максимума (рис. 1).

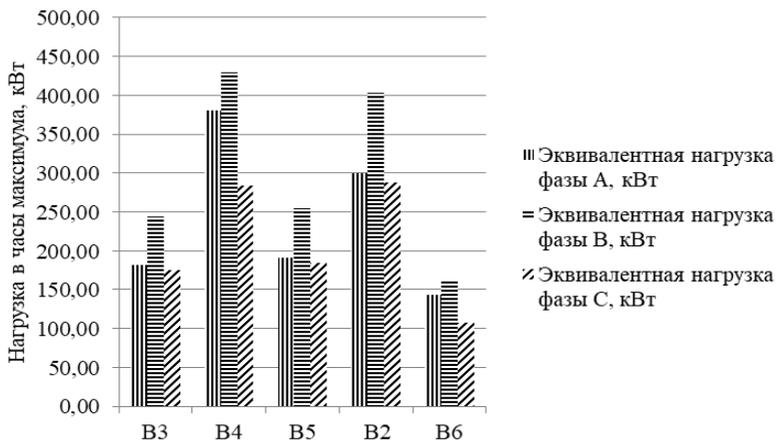


Рис. 1. Суммарная нагрузка в часы максимума для ТП В3-В6

Fig. 1. Total load during peak hours for TS V3-V6

Отметим, что основные неравномерности электропотребления наблюдаются в зимний период, вечерний и утренний максимумы.

Число потребителей (квартир), согласно обследованию, подключенных к каждой фазе составило:

- для ТП В3 – 20 потребителей (квартир);
- для ТП В4 – 53 потребителей (квартир);
- для ТП В5 – 20 потребителей (квартир);

- для ТП В6 – 20 потребителей (квартир);
- для ТП В2 – 33 потребителей (квартир).

Следует отметить, что согласно проведенным исследованиям, для данных участков электрической сети продолжительность вечернего максимума нагрузок составляла $3\div 3,5$ ч [9, 10].

Используя (1), найдем значения коэффициента, учитывающего переменные факторы – α_i значения которых лежат в диапазоне от 0,273 до 0,4286, что выше установленных значений Открытая акционерная холдинговая компания (ОАХК) «Барки Точик» для однофазных бытовых потребителей. На основании полученных результатов (рис. 1) было установлено, что относительная разница в нагрузке между фазами в часы максимума находится в пределах от 10,8 до 36,16 %, что также подтверждает неравномерность нагрузки по фазам в часы максимума.

Для оценки режима работы рассматриваемой электрической сети в среде *Matlab* была рассмотрена компьютерная модель. Все параметры рассматриваемых участков исследуемой электрической сети напряжением 6-0,4 кВ (марка, сечение и длины кабельных линии (КЛ), типы и мощности трансформаторных потребительских подстанции (ТПП) (ТП В2-В6)) соответствуют реальной электрической сети.

В табл. 1 приведены исходные данные этой сети.

Таблица 1.
Исходные данные моделируемой электрической сети

Table 1.
Initial data of the simulated electrical network

п/п	Наименование	В3	В4	В5	В6	В2
1	Тип и мощность ТПП	ТМ-400	ТМ-1000	ТМ-400	ТМ-400	ТМ-630
2	Марка и сечение, КЛ-0,4 кВ, мм ²	ААШВ-4×150	ААШВ-4×185	ААШВ-4×185	ААШВ-4×150	ААШВ-4×185
3	Длина КЛ-0,4 кВ, м	220	300	280	350	347
участки						
п/п	Наименование	Яч.№8-В1	В1-В3	В2-В5	В3-В4	
1	Марка и сечение, КЛ-6 кВ, мм ²	АСБ-3×185	АСБ-3×240	АСБ-3×185	АСБ-3×185	
2	Длина КЛ-6 кВ, м	550	450	538	307	

На рис. 2 в виде блоков представлена компьютерная модель части городской электрической сети с заданными параметрами, соответствующими табл. 1, и подключенной суммарной нагрузкой в часы максимума по

фазам бытовых потребителей (рис. 1). При этом блок В1 соответствует источнику питания. Для пояснения содержания блоков в качестве примера на рис. 3 представлен участок В3 рассматриваемой части городской электрической сети.

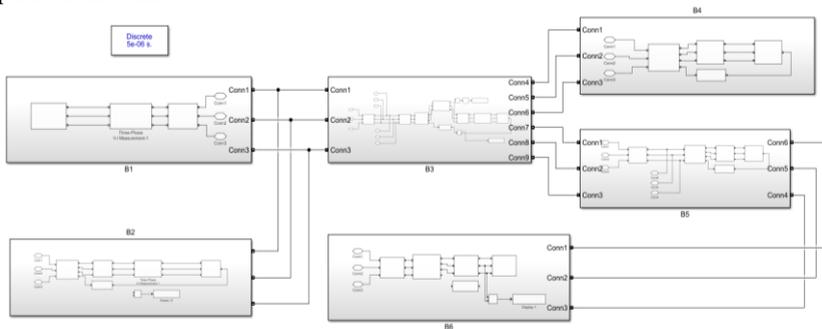


Рис. 2. Компьютерная модель части городской электрической сети в виде блоков (B1-B6)

Fig. 2. Computer model of a part of the city electrical network in the form of blocks (B1-B6)

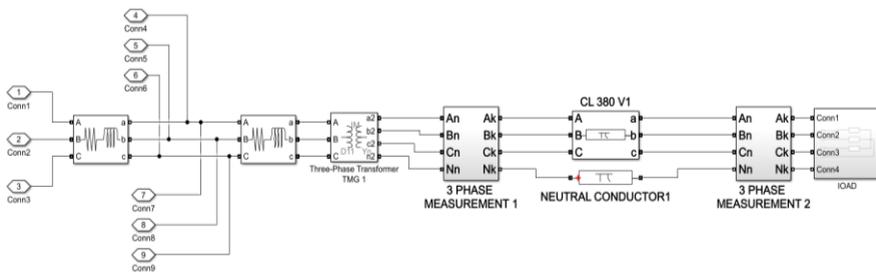


Рис. 3. Модель участка городской электрической сети

Fig. 3. Model of the section of the city electrical network

Согласно рис. 3, участок городской электрической сети состоит из питающего кабеля напряжением 6 кВ, понижающего потребительского трансформатора напряжением 6/0,4 кВ, питающего кабеля напряжением 0,4 кВ, измерительного прибора и суммарной однофазной электрической нагрузки. Все параметры как данного участка (рис. 3), так и всей рассматриваемой городской электрической сети (рис. 2), задавались в соответствии с вышеприведенными данными.

III. Практическая значимость, результаты и обсуждения

С применением построенной компьютерной модели городской электрической сети (рис. 2) с помощью измерительных приборов был оценен режим работы городской электрической сети при изменении переменных факторов. Режим работы городской электрической сети оценивался по следующим параметрам:

- напряжений фаз в часы максимума нагрузок;
- токи фаз в часы максимума нагрузок;
- токи прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Результаты моделирования режима работы в часы максимума нагрузок, полученные в среде *Matlab* с помощью измерительных приборов, представлены в табл. 2. Они подтверждают влияния переменных факторов, определяемые с использованием (1) на режимы работы городской электрической сети. Доказательством является превышение отклонения напряжения от допустимых величин, которые для сети 220 В находятся в пределах от 198 до 242 В, и появлением токов в нулевом проводе.

Таким образом, при разработке способов контроля и управления режимами работы городских электрических сетей в условиях не только г. Душанбе, но и всей Республики Таджикистан, необходимо учитывать переменные факторы, которые приведены и описаны в работе. Учитывая значительное отличие других районов и городов Республики Таджикистан от г. Душанбе, переменные факторы, по нашему мнению, будут намного сильнее влиять на режимы работы их городских электрических сетей.

IV. Заключение

По данным электропотребления бытовых потребителей, в часы максимума нагрузок и с учетом коэффициента переменных факторов, создающих дополнительные неравномерности нагрузки, были определены нагрузки по фазам в часы максимума нагрузок.

Установлено, что переменные факторы из-за отсутствия иных источников энергии (тепло-горячее водоснабжение и газоснабжение) оказывают существенное влияние на режим работы. Для оценки режима работы городской электрической сети в среде *Matlab* была построена компьютерная модель, с помощью которой произведено моделирование режима работы электрической сети. Результаты моделирования режима работы городской электрической сети подтвердили влияние переменных факторов на ее режим работы, в особенности, в часы максимума нагрузок представлены в табл. 2.

Таблица 2.
Результаты моделирования режима работы
в часы максимума нагрузок

Table 2.
The results of simulation of the operating mode
during hours of maximum load

п/п	Наименование		B3	B4	B5	B6	B2
1	Напряжений фаз в часы максимума нагрузок, В	фаза А	198,9	157,6	197,5	184,9	167,2
		фаза В	173,1	144,9	171,1	173,6	138,8
		фаза С	200,7	182,6	199,2	207,7	168,6
2	Токи фаз в часы максимума нагрузок, А	фаза А	745,6	1242	740,3	549,7	1034
		фаза В	874,4	1287	864,2	581,7	1156
		фаза С	724,7	1072	719	460,3	1004
3	Токи прямой, обратной и нулевой последовательностей, А	I_1	781,1	1199	774,1	530,1	1064
		I_2	64,24	100,6	62,97	51,45	71,33
		I_0	30,27	30,22	28,55	21,29	23,05
4	Напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей, В	U_1	190,8	161,6	189,1	188,6	158,1
		U_2	4,56	7,08	4,71	5,44	5,97
		U_0	13,45	15,32	13,67	14,93	13,56

© Таваров С.Ш., 2022

Поступила в редакцию 15.06.2022

Received 15.06.2022

Библиографический список

- [1] Репкина Н.Г. Исследование факторов, влияющих на точность прогнозирования суточного электропотребления // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2015. № 2. С. 41–43. DOI: 10.17213/0136-3360-2015-2-41-43
- [2] Зубакин В.А., Ковшов Н.М. Методы и модели анализа волатильности потребления электроэнергии с учетом цикличности и стохастичности // Стратегии бизнеса. 2015. № 7 (15). С. 24-29.
- [3] Макоклюев Б.И., Костиков В.Н. Моделирование электрических нагрузок электроэнергетических систем // Электричество. 1994. № 10. С. 6–18.
- [4] Макоклюев Б.И., Павликов В.С., Владимиров А.И. Влияние колебаний метеорологических факторов на электропотребление энергообъединений // Энергетик. 2003. № 6. С. 11–23.
- [5] Валеев Г.С., Дзюба М.А., Валеев Р.Г. Моделирование суточных графиков нагрузок участков распределительных сетей напряжением 6–10 кВ городов и населенных пунктов в условиях ограниченного объема исходной информации

- // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2016. Т. 16. № 2. С. 23–29. DOI: 10.14529/power160203
- [6] Yahia Z., Pradhan A. An optimal load schedule of household appliances with leveled load profile and consumer's preferences // proc. 2018 International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE), Apr. 3-5, 2018, Cape Town, South Africa. IEEE, 2018. P. 1-7. DOI: 10.23919/DUE.2018.8384382
- [7] Yahia Z., Kholopane P. A binary integer programming model for optimal load scheduling of household appliances with consumer's preferences // proc. 2018 International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE), Apr. 3-5, 2018, Cape Town, South Africa: IEEE, 2018. P. 1-8. DOI: 10.23919/DUE.2018.8384381
- [8] Tavarov S.Sh., Sidorov A.I., Kalegina Y.V. Model and algorithm of electricity consumption management for household consumers in the republic of Tajikistan // Mathematical Modelling of Engineering Problems. 2020. Vol. 7. No. 4. P. 520-526. DOI: 10.18280/mmep.070403
- [9] Таваров С.Ш. Метод прогнозирования электропотребления бытовыми потребителями в условиях Республики Таджикистан // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2020. Т. 20. № 2. С. 28–35. DOI: 10.14529/power200203
- [10] Таваров С.Ш. Алгоритм обучения искусственной нейронной сети для факторного прогнозирования электропотребления бытового сектора // Электричество. 2022. № 3. С.30–38. DOI: 10.24160/0013-5380-2022-3-30-38

References

- [1] N.G. Repkina, “Research of factors affecting the accuracy prediction daily power consumption”, *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Elektromekhanika \ Russian Electromechanics*, no. 2, pp. 41-43, 2015. DOI: 10.17213/0136-3360-2015-2-41-43
- [2] V.A. Zubakin and N.M. Kovshov, “Methods and analysis models of electricity consumption in view of cyclicity and stochastics”, *Business Strategies*, no. 7 (15), pp. 24-29, 2015.
- [3] B.I. Makoklyuev and V.N. Kostikov, “Modelirovanie elektricheskikh nagruzok elektroenergeticheskikh sistem [Simulation of electrical loads of electric power systems “Modeling of electrical loads of electric power systems”], *Elektrichestvo*, no. 10, pp. 6-18, 1994 (in Russian).
- [4] B.I. Makoklyuev, V.S. Pavlikov and A.I. Vladimirov, “Vliyanie kolebanij meteorologicheskikh faktorov na elektropotreblenie energoob"edinenij [Influence of fluctuations of meteorological factors on the power consumption of power associations”], *Energetik*, no. 6, pp. 11-23, 2003 (in Russian).
- [5] G.S. Valeev, M.A. Dzyuba and R.G. Valeev “Modeling daily load curves of the elements of 6-10 kv urban power distribution networks under conditions of limited input information”, *Bulletin of the South Ural State University. Series: Power Engineering*, 2016, vol. 16, no. 2, pp. 23–29, 2016. DOI: 10.14529/power160203
- [6] Z. Yahia and A. Pradhan, “An optimal load schedule of household appliances with leveled load profile and consumer's preferences”, in proc. 2018 International Con-

- ference on the Domestic Use of Energy (DUE)*, Apr. 3-5, 2018, Cape Town, South Africa, pp. 1-7. DOI: 10.23919/DUE.2018.8384382
- [7] Z. Yahia and P. Kholopane, "A binary integer programming model for optimal load scheduling of household appliances with consumer's preferences", in proc. *2018 International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE)*, Apr. 3-5, 2018, Cape Town, South Africa, pp. 1-8. DOI: 10.23919/DUE.2018.8384381
- [8] S.Sh. Tavarov, A.I. Sidorov and Y.V. Kalegina, "Model and algorithm of electricity consumption management for household consumers in the republic of Tajikistan", *Mathematical Modelling of Engineering Problems*, vol. 7, no. 4, pp. 520-526, 2020. DOI: 10.18280/mmep.070403
- [9] S.Sh. Tavarov "Method for projecting household electricity consumption in the republic of Tajikistan", *Bulletin of the South Ural State University. Series: Power Engineering*, vol. 20, no. 2, pp. 28–35, 2020. DOI: 10.14529/power200203
- [10] S.Sh. Tavarov "Artificial neural network training algorithm for factor-based prediction of electricity consumption in the household sector", *Elektrichestvo*, no. 3, pp. 30-38, 2022. DOI: 10.24160/0013-5380-2022-3-30-38

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ
INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Таваров Саиджон Ширалиевич, кандидат технических наук, доцент Южно-Уральского государственного университета, г. Челябинск, Российская Федерация

Saidjon Sh. Tavarov, Cand. Sci. (Eng.), associate professor South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation

УДК 621.316.925

DOI 10.46960/2658-6754_2022_3_125

ПОВЕДЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ КОММУТАЦИОННЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ УПРАВЛЯЕМОГО ШУНТРИРУЮЩЕГО РЕАКТОРА 500 кВ

Л.А. Кошкарева

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Москва, Россия

e-mail: ludamillak@gmail.com

Одним из способов регулирования реактивной мощности и напряжения в сети является использование управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов (УШР). Они относятся к оборудованию трансформаторного типа, однако их принцип действия отличается от силовых трансформаторов, что вносит ряд существенных отличий в реализацию системы релейной защиты. Однако, на практике, применяются как правило устройства серийного выпуска для защиты трансформаторного оборудования. Опыт эксплуатации УШР насчитывает более 15 лет. За это время были выявлены неправильные действия релейной защиты в различных режимах работы. Предположительно, это было обусловлено неправильным выбором параметров настройки релейной защиты УШР, связанного с отсутствием полного понимания всех физических процессов, происходящих внутри устройства во всех возможных для него режимах работы с учетом режимов работы прилегающей сети. В статье рассмотрены результаты исследования указанных физических процессов для УШР и приведены рекомендации для конкретных видов защит в части параметров настройки с целью недопущения их неправильного действия в будущем.

Ключевые слова: оценка эффективности и чувствительности, релейная защита, управляемый шунтирующий реактор.

Для цитирования: Кошкарева Л.А. Поведение релейной защиты при коммутационных и аварийных режимах работы управляемого шунтирующего реактора 500 кВ // Интеллектуальная Электротехника. 2022. № 3. С. 125-136.
DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_125

BEHAVIOR OF RELAY PROTECTION DURING SWITCHING AND EMERGENCY OPERATION MODES OF 500 kV CONTROLLED SHUNT REACTOR

L.A. Koshkareva

National Research University «Moscow Power Engineering Institute»

Moscow, Russia

e-mail: ludamillak@gmail.com

Abstract. One of the ways to regulate reactive power and voltage in the network is the use of magnetization-controlled shunting regulators (hereinafter referred to as CSR). The CSR refers to transformer-type equipment, but its operating principle differs from power transformers, which introduces a number of significant differences in the implementation of the relay protection system. However, in practice, as a rule, serial production devices are used to protect transformer equipment. The operational experience of the CSR has more than 15 years. During this time, incorrect relay protection actions were detected in various operating modes. Presumably, this was due to the incorrect choice of settings for the relay protection of the CSR, due to the lack of a complete understanding of all physical processes occurring inside the device in all possible operating modes for it, taking into account the operating modes of the adjacent network.

The article discusses the results of the study of these physical processes for the CSR, based on recommendations for specific types of protections in terms of settings in order to prevent their improper action in the future.

Keywords: evaluation of efficiency and sensitivity, relay protection, controlled shunt reactor.

For citation: L.A. Koshkareva, “Behavior of relay protection during switching and emergency operation modes of 500 kV controlled shunt reactor”, *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 125-136, 2022. DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_125

I. Введение

Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) предназначены для регулирования реактивной мощности и напряжения. Они могут подключаться к шинам подстанций, либо к воздушным или кабельным линиям высокого напряжения. При этом их релейная защита имеет ряд особенностей, обусловленных принципом действия УШР, однако выполняется с использованием серийных или специализированных микропроцессорных терминалов, применяемых для организации релейной защиты оборудования трансформаторного типа.

Особенности релейной защиты связаны с тем, что, в отличие от силовых трансформаторов, ток нагрузки первой гармоники во вторичной обмотке реактора отсутствует. Преобладающая в треугольнике компенса-

ционной обмотки третья гармоника имеет максимум (около 1 кА действующее значение для УШР 500 кВ) в области 50 % нагрузки, а в режиме номинальной нагрузки при синусоидальном питающем напряжении практически равна нулю, как и остальные высшие гармоники в токе сетевой обмотки. Это объясняется тем, что реакторы серии РТУ проектируются с номинальной мощностью в т.н. полупредельном режиме насыщения, когда постоянный поток номинального подмагничивания поочередно в каждом полустержне магнитопровода вытесняет переменный поток в область насыщения ровно на время половины периода частоты сети [1, 2].

В процессе эксплуатации УШР были выявлены неправильные действия релейной защиты, связанные с некорректным выбором параметров срабатывания вследствие отсутствия ясного понимания физических процессов, происходящих в обмотках реактора в различных режимах работы сети. Более подробно случаи неправильного действия защит были рассмотрены в [1, 3-5]. Ввиду этого, для исследования поведения релейной была разработана и верифицирована модель УШР 500 кВ. Подход к созданию модели, ее особенности и описание результатов верификации были описаны в [6].

Рассмотренные случаи неправильного действия РЗА УШР описывали проблемы, возникающие при выводе в ремонт линии, оперативных переключениях и в цикле работы автоматики повторного включения линии (АПВ). При этом отмечалось, что для шинных реакторов, и даже для линейных с режимами АПВ, отсутствие блокировки по 2-й гармонике сравнительно редко может привести к излишней работе максимальной токовой защите компенсационной обмотки (МТЗ КО) или дифференциальной защиты нулевой последовательности (ДЗНП) и отключению реактора. Это объясняется тем, что режимы коммутаций реактора (включая оперативный ввод и трехфазного АПВ) сопровождается работой системы автоматического управления (САУ) с предварительным подмагничиванием магнитной системы реактора [7, 8]. А в этом случае в токе треугольника КО практически сразу отсутствует 1-я гармоника. От режимов же однофазного АПВ, продольных несимметрий и внешних коротких замыканий с землей МТЗ КО отстроена блокировкой по току нулевой последовательности со стороны сетевой обмотки (СО). Именно поэтому случаев излишней работы МТЗ КО практически не было, а на УШР-579 ПС «Озерная», описываемый ранее случай, произошел в процессе длительного затухания токов на уже отключенной линии с реактором.

Тем не менее, исключить такие же или иные коммутации (например, с недостаточным подмагничиванием УШР или с одновременным включением фаз выключателя) нельзя, поэтому в качестве предположения было предложено ввести блокировку второй гармоникой МТЗ КО и ДЗНП

КО-СО (или сочетанием гармоник) по аналогии с блокировкой или торможением дифференциальной защиты трансформатора. Кроме того, предполагается, что после близких межфазных коротких замыканий в треугольнике КО тоже может возникнуть ток первой гармоники до 1 кА (с присутствием высших гармоник).

Таким образом, с целью недопущения излишних и ложных срабатываний РЗА УШР в будущем и проверки предположений по используемым условиям блокировки и срабатывания РЗА УШР на уже созданной модели, необходимо и достаточно рассчитать и проанализировать следующие режимы:

- включение УШР 500 кВ без предварительного подмагничивания, с разными углами включения без управляемой коммутации;
- включение УШР 500 кВ с разным уровнем остаточной намагниченности (предварительного подмагничивания) и синхронным включением фаз выключателя, без управляемой коммутации;
- УШР 500 кВ при близких коротких замыканиях с разным уровнем остаточной намагниченности (предварительного подмагничивания);
- УШР 500 кВ при коммутациях с линией.

II. Анализ электрических параметров УШР 500 кВ при включении без предварительного подмагничивания, с разными углами включения без управляемой коммутации

В общем случае в режимах АПВ и коммутационных режимах система автоматического управления реактора обеспечивает предварительное подмагничивание магнитной системы УШР током равным по величине 10 % номинального тока обмотки управления (ОУ), что исключает коммутационные воздействия на тиристоры ТМП (ОУ обтекается током в момент коммутации), а также обеспечивает безынерционный набор номинальной мощности при включении. Кроме исключения коммутационных воздействий и обеспечения безынерционного набора мощности, предварительное подмагничивание обеспечивает полный автоматический контроль системы управления и силовой схемы системы подмагничивания реактора перед его включением в сеть, поскольку САУ выдает разрешающий сигнал на оперативное включение выключателя только при наличии заданного значения тока в ОУ. Указанный ток от преобразователя ТМП может быть обеспечен только при полностью исправной и правильно подготовленной к включению системе подмагничивания.

В достаточно редких случаях отсутствия возможности предварительного подмагничивания допускается включение УШР и его участие в циклах АПВ без предварительного подмагничивания. В последнем случае, если цикл АПВ короткий, даже при наличии предварительного подмагничивания индукция не успевает подняться до необходимого номинально

значения. К тому же нельзя исключать отказы автоматики и ошибки обслуживающего персонала. Необходимо отметить, что при этом преобразователи и их защитные устройства, в том числе ОПН на выводах ОУ, должны быть рассчитаны на энергию коммутационных воздействий в указанных режимах.

Величины и формы токов включения в КО реактора зависят от ряда факторов, в том числе, от одновременности включения фаз выключателя и наличия на нем устройства синхронизации, от величины остаточного намагничивания или тока предварительного подмагничивания, предшествующей нагрузки УШР и другие. При этом в КО циркулируют соизмеримые синфазные токи, аналогичные токам нулевой последовательности и трудно различимые между собой, с аperiodическими составляющими и высшими гармониками, по величине и фазе приведенным фазным токам I_0 , CO , величиной около 60 % номинального значения, а амплитуды свободных составляющих тока включения в КО и время их затухания существенно больше по сравнению с включением с предварительным подмагничиванием. При появлении указанных токов в КО, защита работать не должна.

Результаты расчетов сравнивались с реальными осциллограммами, полученными при включении без подмагничивания в сетевых испытаниях реактора 500 кВ на ПС «Озерная» и ПС «Ангара», ПС «Барабинская». С полным перечнем эксплуатационных осциллограмм можно ознакомиться в Приложении 2 [1], расчетных осциллограмм в [9]. На основании указанных данных был сделан вывод о том, что характер и время протекания процессов, полученные при моделировании, соответствуют реальным, полученным на подстанциях в ходе проведения сетевых испытаний.

В рассматриваемых случаях различия в величинах и формах токов объясняется разными моментами замыкания выключателей, на реальных объектах одновременностью замыкания фаз, а также различными временами предшествующего режима при моделировании и реальных опытах. Однако очевидно присутствие долго затухающей аperiodической составляющей, а также присутствие схожего спектра высших гармоник в токе КО в осциллограммах, полученных как при сетевых испытаниях, так и при моделировании в *MATLAB*. Ниже приведен анализ гармонического состава тока КО в зависимости от разных углов включения в момент замыкания контактов выключателя.

Как видно из табл. 1, рассматриваемый режим включения характеризуется большим спектром гармоник в составе тока КО, причем вторая гармоника имеет наибольшее значение и также, как и остальные зависит от угла включения, при этом основываясь на полученных осциллограммах имеет достаточно продолжительно время затухания.

Таблица 1.
Анализ гармонического состава токов
в зависимости от разных углов включения. Токи К0 в момент замыкания

Table 1.
Analysis of the harmonic composition of currents
depending on different angles of inclusion. KN currents at the moment of closure

№ гармоники	Момент замыкания выключателя, сек							
	0,2		0,205		0,208		0,211	
	I, А	Угол, °	I, А	Угол, °	I, А	Угол, °	I, А	Угол, °
0	173,51	270,0	78,94	90,0	129,35	270,0	165,23	90,0
1	459,54	74,6	441,03	-16,5	453,76	145,9	460,64	-51,7
2	561,68	259,6	589,42	175,1	576,70	-21,9	564,23	139,6
3	443,94	91,4	455,24	0,0	447,00	161,8	444,06	-36,2
4	172,28	-70,1	204,38	179,3	192,51	-22,9	176,27	140,3
5	61,51	241,2	51,09	-34,5	55,45	92,6	58,85	216,9
6	96,69	86,6	38,88	117,5	63,63	246,8	90,23	24,4
7	54,38	256,2	49,50	-19,3	51,16	105,8	54,18	235,0
8	18,63	62,2	46,91	175,4	36,41	-53,2	23,02	84,3
9	11,99	20,8	21,17	-22,8	16,21	75,9	12,66	156,0

Как уже было указано ранее, созданная модель в *Matlab* во многом носит идеализированный характер и имеет ряд допущений, таких как отсутствие учета гистерезиса, потерь в стали, идеализация источника подмагничивания, упрощение сети 500 кВ и другие. Однако именно при рассмотрении коммутаций важно то, что не учитывается и не может быть учтено в модели: остаточное намагничивание стали.

На практике остаточного намагничивания стали может не быть только в случае, если бы реактор ни разу не намагничивался, либо размагнитился длительным переменным потоком холостого хода. Но в большинстве случаев оно есть, поскольку только на заводе изготовителе УШР, при проведении испытаний, находится порядка трех дней в номинальном режиме, а на подстанции все время под нагрузкой или под начальным предварительным подмагничиванием, то есть значение индукции составляет 2 Тл. При АПВ индукция может успеть снизиться до 1-1,5 Тл, а при длительном отключении, по разным оценкам, до 0,2-0,8 Тл в зависимости от условий отключения и длительности «простоя» УШР. Важно то, что остаточное намагничивание в стали трансформаторов и реакторов есть, и это влияет на процессы при включении.

С этой точки зрения, нужно рассматривать как наиболее частый вариант включения УШР в сеть своим выключателем с предварительным подмагничиванием. Как правило, длительное подмагничивание неболь-

шим током порядка 100 А доводит индукцию под перегиб характеристики (2 Тл), и реактор всеми фазами включается в номинальный режим, с наличием аperiodических составляющих в токе включения, если нет устройства синхронизации.

III. Режим включение реактора без предварительного подмагничивания, с остаточной намагниченностью в стали полустержней на различном уровне

В режиме включение реактора без предварительного подмагничивания, с остаточной намагниченностью в стали полустержней на различном уровне также наблюдается длительный переходной процесс, сопровождающийся токов в КО. Ниже приведены результаты опытов, проведенных в созданной имитационной модели в *MATLAB*, с разным уровнем предварительного подмагничивания от 0,85 Тл до номинального значения примерно 1,98 Тл. С полным перечнем осциллограмм токов в фазах сетевой обмотки и компенсационной обмотки, проведенной серии опытов можно подробно ознакомиться в [9]. В табл. 2 приведены результаты анализа гармонического состава тока в КО при включении с разным уровнем предварительного подмагничивания от 0,85 Тл до номинального значения примерно 1,98 Тл.

Таблица 2.
Анализ гармонического состава токов КО
в зависимости от разного уровня предварительного подмагничивания

Table 2.
Analysis of the harmonic composition of KN currents
depending on from different levels of premagnetization

№ гармоники	Уровень предварительного подмагничивания, Тл							
	0,85		1,2		1,6		1,98	
	<i>I</i> , А	Угол, °	<i>I</i> , А	Угол, °	<i>I</i> , А	Угол, °	<i>I</i> , А	Угол, °
0	171,82	270,0	62,13	270,0	23,9	90,0	2,98	90,0
1	459,37	74,5	454,86	66,0	491,73	68,3	20,89	106,5
2	564,54	259,6	749,10	261,0	1068,78	260,7	27,30	-19,8
3	444,55	91,4	499,22	90,4	559,8	90,8	16,09	-33,6

Из осциллограмм [9] и анализа гармонического состава тока КО в момент включения видно, что степень предварительного подмагничивания оказывает влияние на наличие гармонического спектра и, в частности, 2-й гармоники в токе КО, а также на уровень и форму кривой тока СО. Анализ амплитуды свободных составляющих показал, что ток включения КО и время затухания возникающего переходного процесса существенно меньше в сравнении с результатами опыта включения без предварительного

подмагничивания

Как отмечалось ранее, предположительно, блокировка МТЗ КО и ДЗНП СО-КО 2-й гармоникой (или сочетанием гармоник) по аналогии с блокировкой-торможением дифференциальной защиты трансформатора должна быть, что позволит снизить риск излишних и ложных срабатываний.

IV. Режимы близких двух и трехфазных коротких замыканий

Поскольку случаев близких симметричных коротких замыканий на реальных объектах зафиксировано не было или натурные осциллограммы отсутствуют, то корректность наблюдаемых явлений, полученных расчетным путем в *Matlab*, доказана ранее путем верификации модели во всех возможных режимах работы устройства [6].

Расчеты указанных режимов показали, что после близких двух и трехфазных коротких замыканий в КО тоже возникают значительные токи первой гармоники с длительным затуханием. Поскольку ток 2-й гармоники имеет довольно большое значение все время затухания в случае отсутствия блокировки МТЗ КО и ДЗНП СО-КО будут иметь излишние срабатывания с ложным отключением, как и в случае вывода линии 500 кВ с УШР на ПС Озерной, а наличие блокировки по 2-й гармонике в данном случае эффективна и необходима.

После устранения повреждения в первый момент времени с довольно длительным затуханием, составляющая второй гармоники в токах КО и СО по отношению к первой гармонике составляет почти 50 %, а также в КО действительно возникает значительная составляющая тока основной гармоники. По мере роста предшествующей нагрузки УШР и тока СО доля второй гармоники по отношению к первой в фазах СО уменьшается. При этом во всех случаях и все время затухания в токе треугольника КО (или плеча НН ДЗНП СО-КО) вторая гармоника значительна, а по мере затухания даже превышает первую, анализ приведен в табл. 3. Отсюда можно сделать вывод о том, что блокировки ДЗНП (или МТЗ КО) током второй гармоники в токе треугольника КО существенно выше и надежнее.

При этом следует отметить два важных обстоятельства. Первое – блокировка второй гармоникой может быть неэффективна в случае наличия затухающих колебаний тока в КО при выводе линии, как в рассмотренном ранее случае на ПС Озерной. Связанно это с тем, что частота и амплитуда этих токов меняется существенно (биения), но явно выраженной второй гармоникой в них нет. Вследствие этого МТЗ КО и ДЗНП СО-КО при возникновении такого режима может сработать излишне. Отсюда можно сделать вывод о том, что блокировка указанных защит нужно иначе либо выводить при оперативном отключении линии. Далее будет приведен анализ осциллограммы токов СО в этом режиме и даны реко-

мендации. Второе – эффективность блокировки ДЗНП СО-КО второй гармоникой в коммутационных режимах включения УШР, АПВ и близких коротких замыканий. Вариант блокировки ДЗНП содержанием второй гармоники в токе любой фазы СО со стороны ВН, предложенный, например, в микропроцессорных устройствах компании ЭКРА для трехобмоточных УШР ПС Центральная и Палатка, может оказаться недостаточно эффективным по сравнению с блокировкой по току плеча НН (в треугольнике КО) [10].

Таблица 3.

Анализ содержания второй гармоники по отношению к первой в токах КО и СО при различной предшествующей нагрузке и возникновении близкого двухфазного КЗ

Table 3.

Analysis of the content of the second harmonic relative to the first in the CO and CO currents at different previous loads and the occurrence of a close two-phase short circuit

Значение предшествующей нагрузки для УШР при близком двухфазном КЗ, % от номинальной	Содержание 2-й гармоники по отношению к первой в токе СО, %	Содержание 2-й гармоники по отношению к первой в токе КО, %
15-20	50	47
25-30	41	37
Около 50	34	25,5

При этом в режимах АПВ близких симметричных коротких замыканиях токов в нейтрали СО нет (что также подтверждено осциллограммами, приведенными выше), значит, для ДЗНП СО-КО уравнивающего тока от плеча ВН нет, и защиту нужно блокировать точно так же, как и МТЗ КО.

V. Анализ электрических параметров УШР 500 кВ при коммутациях с линий

Указанный режим будет рассмотрен на примере режимов вывода линии из работы. Ранее упоминалось о случаях неправильного действия защит рассмотрим их, а также воссозданные в *Matlab* осциллограммы указанных режимов.

Рассмотрим случай, произошедший на ПС «Озерная». Как уже ранее описывалось, при производстве переключений по выводу в ремонт ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная, в момент снятия напряжения с ВЛ со стороны ПС 500 кВ Ангара, на ПС 500 кВ Озерная отключился реактор ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная (УШР) действием 1-й ступени МТЗ компенсационной

обмотки реактора. В ходе расследования указанного случая выявлено, что отключение УШР на ПС 500 кВ Озерная ложным действием 1-й ступени МТЗ компенсационной обмотки произошло при возникновении переходного процесса при отключении ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная со стороны ПС 500 кВ Ангара, вызывающего протекание токов в компенсационной обмотке УШР с величинами, превышающими уставку 1-й ступени МТЗ компенсационной обмотки реактора.

В [9] приведены осциллограммы токов в КО в указанном режиме с гармоническим составом по фазе А. Гармонический состав фазы В и С аналогичен и не приводится. Для корректного проведения опыта, ранее созданная модель была дополнена реальной моделью линии 500 кВ с использованием блока линии с распределенными параметрами, силовыми трансформаторами, присутствующими на подстанциях, а также учтено показное исполнение силовых выключателей.

Также в [9] иллюстрируются результаты расчета режима по выводу линии 500 кВ тока в КО, а также его гармонический состав, выраженный в долях по отношению к основной гармонике в аналогичный момент времени, с анализом, приведенным на осциллограмме с реального объекта. Из приведенного анализа видно, что соотношение гармоник в рассматриваемом токе КО рассчитанного в *Matlab* режима совпадает с реальными осциллограммами, а разница в отношении к основной гармонике находится в пределах 10 % погрешности. Среднеквадратичное значение тока находится в пределах 1000 А и 1100 А.

В настоящей работе представлены результаты расчетов различных возможных режимов работы УШР и выводы о поведении релейной защиты и оценке возможной эффективности и чувствительности ДЗНП КО-СО и МТЗ КО. Указанные результаты демонстрируют корректность предлагаемых условий блокировки второй гармоникой РЗА УШР, которые должны позволить снизить число случаев неправильной и ложной работы защит.

© Кошкарева Л.А., 2022

Поступила в редакцию 17.06.2022

Received 17.06.2022

Библиографический список

- [1] Долгополов А.Г. Управляемые шунтирующие реакторы. Принцип действия, конструкции, режимы работы, релейная защита и автоматика. М.: ООО ИД Энергия, 2015. – 272 с.
- [2] Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем. 2-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
- [3] Долгополов А.Г. Релейная защита управляемых шунтирующих реакторов // Библиотечка электротехника. 2011. № 8-9. С. 152-153.
- [4] Долгополов А. Г., Кошкарёва Л.А. Релейная защита управляемых подмагничиванием реакторов // Оперативное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание ее квалификации. 2017. № 6.
- [5] Долгополов А.Г., Расщепляев А.И., Кошкарёва Л.А. Особенности выбора параметров настройки устройств релейной защиты управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов // Релейщик. 2017. № 2.
- [6] Кошкарёва Л.А. Модель управляемого шунтирующего реактора для исследования поведения его релейной защиты // Энергия единой сети. 2019. №4 (46). С. 44-51.
- [7] Дмитриев М.В., Карпов А.С., Шескин Е.Б., Долгополов А.Г., Кондратенко Д.В. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы. Под ред. Евдокунина Г.А. СПб.: Родная Ладога, 2013. – 280 с.
- [8] Долгополов А.Г., Мелюхов И.А., Писмарев В.М. Особенности дифференциальной защиты компенсационной обмотки управляемых шунтирующих реакторов // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 3. С. 18-24.
- [9] Кошкарёва Л.А. Анализ неправильного действия релейной защиты УШР в различных режимах работы сети // XII Международ. науч.-тех. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи», 16-20 Мая 2022, Н.Новгород, Россия: НГТУ, 2022 (в печати).
- [10] Шнеерсон Э.М. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики фирм «Siemens AG», «НПП «ЭКРА», «ABB», «GE Multilin» и «AREVA» для управляемых шунтирующих реакторов 110–750 кВ типа РТУ. 3-я ред. Чебоксары: 2011. – 369 с.

References

- [1] A.G. Dolgoplov, *Upravlyaemye shuntiruyushchie reaktory. Princip dejstviya, konstrukcii, rezhimy raboty, relejnaya zashchita i avtomatika* [Controlled shunt reactors. The principle of operation, designs, operating modes, relay protection and automation]. Moscow: ID ENERGIA LLC, 2015 (in Russian).
- [2] A.M. Fedoseev and M.A. Fedoseev, *Relejnaya zashchita elektroenergeticheskikh sistem* [Relay protection of electric power systems]. 2nd ed. Moscow: Energoatomizdat, 1992 (in Russian).
- [3] A.G. Dolgoplov, “Relejnaya zashchita upravlyaemyh shuntiruyushchih reaktorov [Relay protection of controlled shunting reactors]”, *Bibliotечka Elektrotehnika* [Library of Electrical Engineering], vol. 8-9, pp. 152-153, 2011 (in Russian).

- [4] A.G. Dolgoplov and L.A. Koshkareva, “Relejnaya zashchita upravlyaemyh podmagnichivaniem reaktorov [Relay protection of magnetization-controlled reactors]”, *Operativnoe Upravlenie v Elektroenergetike: Podgotovka Personalnaya i Podderzhanie ee Kvalifikacii [Operational Management in the Electric Power Industry: Personnel Training and Maintaining its Qualifications]*, no. 6, 2017 (in Russian).
- [5] A.G. Dolgoplov, A.I. Rashcheplyayev and L.A. Koshkareva, “Osobennosti vybora parametrov nastrojki ustrojstv relejnoj zashchity upravlyaemyh podmagnichivaniem shuntiruyushchih reaktorov [Features of the choice of settings for relay protection devices controlled by magnetization of shunt reactors]”, *Relejschchik [Relay operator]*, no. 2, 2017 (in Russian).
- [6] L.A. Koshkareva, “Model of a controlled shunt reactor for the analysis and optimization of their relay protection”, *Energy of Unified Grid*, no. 4 (46), pp. 44-51, 2019.
- [7] M.V. Dmitriev, A.S. Karpov, E.B. Sheskin, A.G. Dolgoplov and D.V. Kondratenko, *Upravlyaemye podmagnichivaniem shuntiruyushchie reaktory [Magnetization-controlled shunt reactors]*, under ed. Evdokunina G.A. St. Petersburg: Rodnaya Ladoga, 2013 (in Russian).
- [8] A.G. Dolgoplov, I.A. Melyuhov and V.M. Pismarev, “Features of the differential protection compensation winding controlled shunt reactors”, *Relay Protection and Automation*, no. 3 (12), pp. 18-24, 2013.
- [9] L.A. Koshkareva, “Analiz nepravil'nogo dejstviya relejnoj zashchity USHR v razlichnyh rezhimah raboty seti [Analysis of the incorrect operation of the relay protection of the CSR in various modes of network operation]”, in proc. “XII Mezhdunarod. nauch-tekh. konf. «Elektroenergetika Glazami Molodezhi» [XII International. sci.-tech. conf. "Electric Power Industry Through the Eyes of Youth]”, May 16-20, 2022, Nizhny Novgorod, Russia (in print).
- [10] E.M. Schneerson, *Metodicheskie ukazaniya po vyboru parametrov sratyvaniya ustrojstv relejnoj zashchity i avtomatiki firm «Siemens AG», «NPP «EKRA», «ABB», «GE Multilin» i «AREVA» dlya upravlyaemyh shuntiruyushchih reaktorov 110–750 kV tipa RTU [Methodological guidelines for the selection of parameters for the operation of relay protection and automation devices of the companies "Siemens AG", "NPP "EKRA", "ABB", "GE Multilin" and "AREVA" for 110-750 kV controlled shunting reactors of the RTU type]*. 3rd ed. Cheboksary, 2011 (in Russian).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кошкарёва Людмила Александровна, аспирант Национального исследовательского университета «МЭИ», Москва, Российская Федерация

Lyudmila A. Koshkareva, postgraduate student of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Moscow, Russian Federation

ХРОНИКА

ИЛЮШИНУ ПАВЛУ ВЛАДИМИРОВИЧУ – 50 ЛЕТ

Павел Владимирович Илюшин – доктор технических наук, видный ученый в области распределенных источников интеграции, а также противоаварийного и режимного управления, родился 21 августа 1972 г. в Усть-Каменогорске.

В 1991 г. с отличием окончил Усть-Каменогорский энергетический техникум по специальности «Электрические станции, сети и системы», в 1997 г., также с отличием – Новосибирский государственный технический университет по специальности «Автоматическое управление электроэнергетическими системами», в 2003 г. – Сибирскую академию государственной службы по специальности «Государственное и муниципальное управление».

С 1991 по 2007 гг. молодым специалистом прошел путь от электромонтера по ремонту аппаратуры релейной защиты и автоматики Усть-Каменогорской ТЭЦ до технического директора ЗАО «Восточно-Казахстанская региональная энергетическая компания», в эти же годы занимал руководящие должности в сфере электроэнергетики на предприятиях Восточно-Казахстанской области.

С 2007 по 2009 гг. Павел Владимирович работал в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» на должностях заместителя начальника службы противоаварийной автоматики, начальника управления режимной автоматики, а в период с 2009 по 2012 гг. – в ОАО «Холдинг межрегиональных распределительных сетевых компаний» в должности заместителя начальника Департамента эксплуатации, технического обслуживания и ремонта. В 2012 г. П.В. Илюшин переходит в АО «Инспекция по контролю технического состояния объектов электроэнергетики» и продвигается по службе до заместителя Генерального директора.

В 2011 г. заканчивает аспирантуру в ОАО «Научно-технический центр электроэнергетики» и защищает диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы» на тему: «Разработка и развитие принципов противоаварийного управления распределительными сетями мегаполиса», в 2020 г. там же защитил диссертацию на соискание ученой степени доктора технических наук на тему: «Совершенствование противоаварийного и режимного управления энергорайонов с распределенной генерацией».

Начиная с 2017 г., жизненный путь юбиляра связан с научной деятельностью в должности проректора по научной работе ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» Минэнерго России. В 2020 г. он переходит в ФГБУН «Институт энергетических исследований Российской академии наук» на должность руководителя Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики, главного научного сотрудника, где работает по настоящее время. П.В. Илюшин активно занимается педагогической деятельностью, является профессором кафедры Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» и научным руководителем трех аспирантов.

Павел Владимирович активно занимается научной и общественной деятельностью, совмещая ряд должностей. Он академик-секретарь научно-отраслевого отделения «Электроэнергетика» Академии электротехнических наук Российской Федерации, руководитель Национального исследовательского комитета С6 «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергоресурсы» Российского национального коми-

тета СИГРЭ, член Президиума Научно-технической коллегии и председатель секции НП «Научно-технический совет Единой энергетической системы», член Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике, член Секции технических наук координационного совета Программы фундаментальных научных исследований в РФ на долгосрочный период (2021-2030 гг.) Минобрнауки России, член Секции по вопросам законодательного обеспечения электроэнергетики и комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (когенерация) Комитета Государственной Думы по энергетике, член Президиума Комитета по проблемам применения возобновляемых источников энергии Российского союза научных и инженерных организаций, вице-президент по науке Ассоциации малой энергетики, а также член постоянно действующего Программного комитета Международного научного семинара «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики имени академика Ю.Н. Руденко».

П.В. Илюшин – член редколлегии ведущих научно-технических журналов: «Электричество», «Электрические станции», «Релейная защита и автоматизация», «Энергетик», «Электроэнергия. Передача и распределение», «Интеллектуальная электротехника», «Вестник Казанского государственного энергетического университета» и «iPolytech Journal» и «Энергетика за рубежом» (приложение к журналу «Энергетик»). Им опубликовано 7 монографий, 206 научных статей, в том числе: 53 статьи в рецензируемых изданиях, входящих в базы научного цитирования Web of Science и Scopus, 83 – в журналах по списку, рекомендованному ВАК, 70 – в других журналах, сборниках докладов и тезисов. П.В. Илюшин имеет 22 патента на результаты интеллектуальной деятельности.

Павел Владимирович – почетный доктор электротехники и заслуженный работник распределительно-сетевых комплексов. Он награжден почетными грамотами и благодарностями Министерства энергетики Российской Федерации, Правительства Республики Башкортостан, ОАО «Холдинг МРСК», АО «Техническая инспекция ЕЭС», ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» Минэнерго России, НП «Научно-технический совет Единой энергетической системы» и Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН. П.В. Илюшин – победитель VII Международной премии «Малая энергетика – большие достижения» в номинации «За вклад в развитие отрасли».

Сердечно поздравляем Павла Владимировича с юбилеем, желаем крепкого здоровья, новых творческих успехов и свершений в его многогранной деятельности, неиссякаемой энергии и прекрасного настроения!

Друзья, коллеги

ИЗДАТЕЛЬСКАЯ ЖИЗНЬ НГТУ 2022

В Нижегородском государственном техническом университете им. Р.Е. Алексеева вышло в свет учебно-практическое пособие «Электроснабжение цеха промышленного предприятия» (авторы: д-р техн. наук, профессор Соснина Е.Н., канд. техн. наук Шалухо А.В., Липужин И.А., Бедретдинов Р.Ш., Крюков Е.В., ассистент Эрдили Н.И.)



В учебно-практическом пособии рассмотрены вопросы проектирования цехового электроснабжения: расчет электрических нагрузок; выбор числа и мощности силовых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности; расчет токов короткого замыкания и выбор аппаратов защиты; обеспечение качества электроэнергии. Приведены справочные данные, необходимые для расчетов и выбора электрооборудования.

Учебно-практическое пособие предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника».

Более подробная информация: sosnina@nntu.ru

**MINISTRY OF SCIENCE AND HIGHER EDUCATION
OF THE RUSSIAN FEDERATION
NIZHNY NOVGOROD STATE TECHNICAL UNIVERSITY
n.a. R.E. ALEKSEEV**

SMART ELECTRICAL ENGINEERING

№ 2

Nizhny Novgorod 2022

The journal is issued 4 times in year

Editor-in-Chief A.B. Loskutov

EDITORIAL STAFF

A.B. Dar'enkov (associate Editor-in-Chief),
E.N. Sosnina (associate Editor-in-Chief), A.V. Shalukho (executive secretary),
V.I. Kazakova (executive editor), I.A. Lipuzhin (executive editor)

MEMBERS OF EDITORIAL BOARD:

Gennadiy Yakovlevich Vagin	Doctor of technical sciences, professor, professor NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Leonid Abramovich German	Doctor of technical sciences, professor, professor SSTU Branch in Nizhny Novgorod (Nizhny Novgorod, Russia)
Valery Gennadievich Goldstein	Doctor of technical sciences, professor, professor SSTU (Samara, Russia)
Igor Vasilevich Gulyaev	Doctor of technical sciences, professor, professor MRSU (Saransk, Russia)
Anatoly Viktorovich Kuznetsov	Doctor of technical sciences, professor, head of the chair USTU (Ulyanovsk, Russia)
Pavel Vladimirovich Ilyushin	Doctor of technical sciences, Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia)
Alexander Leonidovich Kulikov	Doctor of technical sciences, associate professor, professor NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Viktor Nikolaevich Mescheryakov	Doctor of technical sciences, professor, head of the chair LSTU (Lipetsk, Russia)
Georgy Borisovich Onishchenko	Doctor of technical sciences, professor, scientific director LLC «STC Drive Technique» (Moscow, Russia)
Aleksandr Sergeevich Plekhov	Candidate of technical sciences, associate professor, associate professor NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Aleksandr Yur'evich Smirnov	Doctor of technical sciences, associate professor, leading design engineer JSC «Afrikantov OKBM» (Nizhny Novgorod, Russia)
Vitezslav Styskala	Dr. Ing., Ph. D., associate professor VSB – Technical University of Ostrava (Ostrava-Poruba, Czech Republic)
Vladimir Georgievich Titov	Doctor of technical sciences, professor, professor NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Oleg Stanislavovich Khvatov	Doctor of technical sciences, professor, head of the chair FFEI HE «VSUWT» (Nizhny Novgorod, Russia)
Yuriy Ivanovich Khokhlov	Doctor of technical sciences, professor, professor FSAEIH SUSU (NRU) (Chelyabinsk, Russia)
Alexandr Ivanovich Chivenkov	Doctor of technical sciences, associate professor, professor NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Roustiam Chakirov	Dr.-Ing., Prof. Dr., professor H-BRS (Germany)

Electronic version:
<http://www.ie.nntu.ru>

ISSN 2658-6754

Periodic printed edition registered by Roskomnadzor
III № ФС77-81688 on 06 Aug., 2021

© Nizhny Novgorod State Technical University
n.a. R.E. Alekseev, 2022

CONTENT

ELECTROTECHNICAL COMPLEXES AND SYSTEMS	4
G.B. Onishchenko, A.I. Chivenkov, I.G. Krakhmalin. Complex system of coupling parameters of electric generating plants.....	4
O.S. Khvatov, D.S. Kobyakov. Asynchronous diesel generator sets with variable speed.....	19
V.A. Fyodorova, V.F. Kirichenko, G.V. Glazyrin. Development of automatic device for generator accelerated synchronization	32
POWER INDUSTRY	49
A.L. Kulikov, V.M. Zinin. Cybersecurity requirements in power industry and their implementation in intelligent electronic devices of digital substations.....	49
P.I. Kruglykhin, R.A. Ufa, V.E. Rudnik, A.S. Vasiliev. Assessing the impact of solar generation facilities on sustainability of energy district with weak links	79
A.A. Kralin, E.V. Kryukov, R.S. Bedretdinov, A.A. Kralin. Application of thyristor voltage regulator for electrical energy parameters control in a closed medium voltage network	101
S.Sh. Tavarov. Simulation of the operation mode of the urban distribution electric network taking into account a series of variable factors.....	115
L.A. Koshkareva. Behavior of relay protection during switching and emergency operation modes of 500 kV controlled shunt reactor	125
CHRONICLE	137
Pavel Vladimirovich Ilyushin (to the 50-th anniversary of birth)	137
NNSTU 2022 publishing news	140

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

№ 3

Редакторы: **В.И. Казакова, И.А. Липужин**
Технический редактор: **И.Н. Терентьева**

Редакция:
603950, Нижний Новгород, ул. Минина, д. 24
smart_electric@nntu.ru

Свободная цена

Подписано в печать 22.09.2023. Дата выхода в свет: 28.09.2022

Формат 60x84 ¹/₁₆. Бумага офсетная.

Печать трафаретная. Усл. печ. л. 7,3. Тираж 100 экз. Заказ .

Нижегородский государственный технический университет
им. Р.Е. Алексева. Типография НГТУ.

Адрес типографии:

603950, Нижний Новгород, ул. Минина, 24