

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ**

№ (1) 76

Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2017

УДК 621.311; 621.314; 621.316

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кошеев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор;
Бердин А. С., д-р техн. наук, профессор;
Васильев Ю. С., академик РАН;
Воропай Н. И., чл.-корр. РАН;
Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент;
Евдокунин Г.А., д-р техн. наук, профессор;
Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор;
Попков Е. Н., д-р техн. наук, профессор;
Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент;
Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора;
Фролов О. В., канд. техн. наук;
Шакарян Ю. Г., д-р техн. наук, профессор.

РЕДАКЦИЯ

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

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

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

Наименование и содержание рубрик журнала соответствует группе специальностей 05.14.00 – Энергетика.

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

Распространение журнала осуществляется по подписке, подписной индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» – 25247.

Адрес редакции:

194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТИ ЕЭС».

Тел. (812) 292-94-05, (812) 292-94-20. E-mail: nto@ntces.ru.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
-------------------	---

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Андреев Р. В.

Обоснование выбора оптимального состава и параметров автономного ветродизельного комплекса	6
---	---

Касьянов С. Е., Москаленко В. В., Рывлин И. А., Суворов Е. С., Шескин Е. Б.

Принципы моделирования ветроэнергетических установок для расчета токов короткого замыкания	21
---	----

*Воробьев В. С., Герасимов А. С., Жуков А. В., Лисицын А. А., Смирнов А. Н.,
Суворов Е. С., Шескин Е. Б.*

Особенности организации релейной защиты в схемах подключения ветряных и солнечных электростанций к ЕЭС России	28
--	----

Гончаров В. О. , Коровкин Н. В. , Кривошеев С. И.

Методика оценки молниестойкости элементов ветроэнергетических установок из композитных материалов	36
--	----

ВОПРОСЫ КОНТРОЛЯ УРОВНЯ НАДЕЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Осика Л. К.

Концепция интеллектуальной электрической сети в контексте научно- технических достижений в области устройства электроэнергетических систем и направлений их развития	48
--	----

Александров А. С., Максименко Д. М., Михайленко А. Ф., Неуймин В. Г.

Развитие системы мониторинга запасов устойчивости с контролем динамической устойчивости для учета действия противоаварийной автоматики	64
--	----

Еналдиев В. Г., Меркушев Д. В.

Анализ кратковременных нарушений показателей качества электрической энергии	73
--	----

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Лямов А. С., Паздерин А. В., Солодянкин С. А.

Анализ характеристик мощности электропередач с устройствами FACTS	77
---	----

<i>Алексеев Н. А., Карпов В. Н., Матинян А. М., Пешков М. В.</i>	
Дополнительные функции модернизированного УШРТ с расщепленными вентильными обмотками.....	87
<i>Акимов Д. А., Грунина О. И., Карпов А. И., Шкитина Н. О.</i>	
Оптимизация расстановки реклоузеров в распределительных сетях.....	102
<i>Алексеев Н. А., Булыкин П. Ю., Карпов В. Н., Матинян А. М., Пешков М. В.</i>	
Стенд для комплексных испытаний основного оборудования сверхпроводящей кабельной линии постоянного тока напряжением 20 кВ	114

ИЗ ОПЫТА МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

<i>Сулова О. В., Шульга Р. Н.</i>	
Технико-экономические характеристики преобразовательных подстанций для электропередач и вставок постоянного тока.....	125

СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ

К 60-летию журнала «Известия НИИПТ – НТЦ ЕЭС».....	139
--	-----

ИМЕНА И ДАТЫ

К 85-летию со дня рождения Льва Ананьевича Кошечева.....	148
--	-----

Content, abstracts, keywords	155
Правила представления рукописей авторами.....	158

Технический редактор *М. В. Леонтьева*
Компьютерная верстка *Н. И. Егерева*

Подписано в печать 31.05.2017	Формат 70×108/16
Тираж 300 экз.	Заказ 111. Печ. л. 10

Отпечатано с готового оригинал-макета
в Издательско-полиграфическом центре Политехнического университета.
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемый читатель!

Вашему вниманию предлагается очередной номер журнала, содержащий статьи, разделенные по тематике на три части.

Ветряные и солнечные электростанции нашли широкое применение во многих энергосистемах. В последние годы эти электростанции привлекают все большее внимание в нашей стране. Четыре статьи в первом разделе данного номера журнала обращаются к различным особенностям применения этих электростанций в составе ЕЭС России. При этом наряду с режимными особенностями и особенностями использования средств защиты и автоматики прилегающей сети рассмотрен специфический вопрос молниестойкости ветроустановки.

В разделе контроля уровня надежности и устойчивости энергосистем первая из представленных статей предлагается для обсуждения. В статье приведены соображения об особенностях принятого в нашей стране представления о так называемой «умной сети». Это представление заметно отличается от известных зарубежных трактовок. Редколлегия журнала готова предоставить страницы журнала для дальнейшего обсуждения этого вопроса.

В этом же разделе помещена статья, посвященная дальнейшему развитию системы мониторинга запаса устойчивости.

В разделе, посвященном техническим средствам повышения пропускной способности электрической сети и устойчивости энергосистем, рассмотрены вопросы эффективности использования устройств FACTS, а также регулируемых шунтовых реакторов, которые, видимо, тоже могут рассматриваться как устройства FACTS. В этом же разделе приведена статья о создании стенда для испытаний основного оборудования линии постоянного тока со сверхпроводящим кабелем. Статья дает представление о продвижении в нашей стране этой техники электропередачи.

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

УДК 621.311.24

Р. В. Андреев

Обоснование выбора оптимального состава и параметров автономного ветродизельного комплекса

Предложен способ оценки реального объема электроэнергии, получаемой потребителем от ветроэнергетической установки. С учетом предложенного способа разработана методика оптимизации количественного состава и параметров оборудования, входящего в состав автономного ветродизельного комплекса. Критерием оптимальности варианта состава комплекса являются результаты оценки экономической эффективности инвестиций.

Ключевые слова: автономный ветродизельный комплекс, выбор оборудования, оптимизация, оценка экономической эффективности.

Введение

В настоящее время в России электроснабжение удаленных от централизованной энергосистемы потребителей осуществляется от стационарных и передвижных дизельных электростанций (ДЭС), работающих на привозном топливе. Расходы на годовую закупку и доставку дизельного топлива для ДЭС, расположенных в северных поселках, очень велики. По этой причине итоговая стоимость электроэнергии в удаленных районах значительно превышает мировой уровень цен в районах, электроснабжение которых осуществляется от централизованной энергосистемы [1].

В связи с этим в дополнение к ДЭС все чаще стали использовать ветроэнергетические установки (ВЭУ), объединяя их в автономный ветродизельный комплекс (АВДК). Это объясняется тем, что при замещении электроэнергии, полученной от ДЭС, электроэнергией, выработанной на ВЭУ, расход дизельного топлива (а значит, и затраты на него) существенно снижается. Таким образом, спустя некоторое время после установки ВЭУ можно начать экономить денежные средства, которые тратились бы на закупку и завоз дорогостоящего дизельного топлива в удаленные населенные пункты. Однако при выборе состава АВДК возникает проблема выбора оптимальных параметров его основных узлов.

На сегодняшний день известны работы, посвященные выбору оборудования электротехнических комплексов на основе ВЭУ [2–6]. Однако вопросы выбора оптимального состава ветродизельного комплекса упоминаются в меньшем количестве работ [7, 8], в связи с чем требуют дальнейшей проработки.

Целью исследования является разработка методики выбора оптимального состава и параметров АВДК, которая поможет обосновать решения, принимаемые на этапе проектирования комплекса. Также в статье рассмотрена проблема оценки реального объема электроэнергии, получаемой потребителем от ВЭУ.

1. Постановка задачи

Необходимой исходной информацией для выбора оборудования АВДК являются следующие сведения [4, 5]:

- 1) данные о величине потребляемой мощности и электроэнергии потребителя;
- 2) ресурсы ветровой энергии территории размещения потребителя.

При этом должны быть решены следующие задачи:

- 1) оценка характеристик потребителя – максимальной (пиковой) мощности $P_{\max}$, минимального (базового) уровня нагрузки $P_{\min}$, объема потребления электроэнергии за определенный период $W_{\text{потр}}$;
- 2) анализ ветрового потенциала места размещения потребителя (средняя скорость ветра за определенный период, повторяемость различных градаций скорости ветра);
- 3) определение схемы АВДК;
- 4) предварительный выбор ВЭУ (количество, номинальная мощность, тип генератора, номинальная скорость ветра и т.д.);
- 5) предварительный выбор остального оборудования АВДК (ДЭС, АКБ, инвертор).

В соответствии с указанной последовательностью действий может быть намечено несколько вариантов комплектации АВДК (разное количество ВЭУ различной номинальной мощности, а также разное количество АКБ различной емкости).

Решение проблемы выбора оптимального состава и параметров АВДК среди намеченных вариантов будет рассмотрено в настоящей статье.

2. Оценка реального объема электроэнергии, выработанной на ВЭУ

Для того чтобы определить оптимальный вариант комплектации АВДК, необходимо сначала определить реальный объем электроэнергии, выработанной на ВЭУ, для каждого из вариантов. Это связано с тем, что вся вырабатываемая ВЭУ электроэнергия не может быть потреблена или запасена по следующим причинам:

- несовпадение графиков производства и потребления электроэнергии;
- ограниченная емкость АКБ (экономически неэффективно выбирать АКБ такой емкости, чтобы запастись всю производимую ВЭУ электроэнергию).

В связи с этим в статье предлагается оценивать реальный объем электроэнергии, выработанной на ВЭУ, на основе анализа суточных графиков производства и потребления электроэнергии.

Суточный график потребления электроэнергии заранее считается известным, поэтому основной задачей является определение суточного графика производства электроэнергии на ВЭУ и вероятность его повторения.

На основе данных об изменении скорости ветра на территории размещения потребителя за некоторый период наблюдения и о марке ВЭУ можно определить величину суточной выработки электроэнергии от ВЭУ (согласно формуле 1), а также построить функцию ее распределения.

$$W_{\text{сут ВЭУ } j} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v_i^3 \cdot \eta_{\text{ген}} \cdot \eta_{\text{инв}} \cdot 10^{-3} \cdot T_i \right), \quad (1)$$

где $W_{\text{сут ВЭУ } j}$ – величина выработки электроэнергии от ВЭУ за j -е сутки, кВт·ч;

n – общее количество измерений скорости ветра за сутки;

i – порядковый номер измерения скорости ветра за сутки;

C_p – коэффициент использования энергии ветра;

ρ – плотность воздуха (при стандартных условиях – 1,225 кг/м³);

A – площадь, ометаемая ветроколесом, м²;

v_i – скорость ветра, м/с;

$\eta_{\text{ген}}$ – КПД генератора;

$\eta_{\text{инв}}$ – КПД инвертора;

T_i – промежуток времени между измерениями скорости ветра, ч.

Далее, зная график суточного потребления электроэнергии и емкость АКБ, для каждой величины суточной выработки электроэнергии от ВЭУ может быть определена суммарная величина электроэнергии, которая будет потреблена и запасена.

В связи с невозможностью точного прогнозирования скорости ветра в данной статье предлагается рассмотреть 3 варианта суточного графика производства электроэнергии на ВЭУ:

- «плохой» вариант – ВЭУ выдает номинальную мощность в моменты минимального электропотребления (наибольшее несовпадение графиков производства и потребления электроэнергии);
- «средний» вариант – ВЭУ равномерно производит электроэнергию, выдаваемая мощность постоянна на протяжении суток;
- «хороший» вариант – ВЭУ выдает номинальную мощность в моменты максимального электропотребления (наибольшее совпадение графиков производства и потребления электроэнергии).

С учетом описанного итоговый график производства электроэнергии на ВЭУ определится как средняя величина от трех рассмотренных вариантов.

1. «Плохой» вариант.

Для упрощения расчетов примем, что периоды существования ветра начинаются с начала очередных суток (в моменты минимального электропотребления), причем имеет место такой ветер, что ВЭУ производит номинальную мощность. Тогда суммарная величина электроэнергии, которая будет потреблена и запасена («полезная» электроэнергия), определится по формуле:

$$W_{\text{сут пол } j} = \begin{cases} W_{\text{сут ВЭУ } j} & \text{при } (W_{\text{сут потр}}(t) + Q_{\text{АКБ}}) > W_{\text{сут ВЭУ } j} \\ W_{\text{сут потр}}(t) + Q_{\text{АКБ}} & \text{при } (W_{\text{сут потр}}(t) + Q_{\text{АКБ}}) < W_{\text{сут ВЭУ } j} \end{cases}, \quad (2)$$

где $W_{\text{сут пол } j}$ – величина суточной «полезной» электроэнергии от ВЭУ, кВт·ч;

$W_{\text{сут потр}}(t)$ – величина потребленной электроэнергии от начала суток до момента времени t , кВт·ч;

t – момент времени, в который ВЭУ перестает производить электроэнергию, ч;

$Q_{\text{АКБ}}$ – емкость АКБ, кВт·ч.

Затем, зная функцию распределения величины суточной выработки электроэнергии от ВЭУ, можно определить величину годовой «полезной» электроэнергии от ВЭУ по формуле:

$$W_{\text{ВЭУ пол}} = \sum_{j=1}^m (W_{\text{сут пол } j} \cdot p_j \cdot N_{\text{год}}), \quad (3)$$

где $W_{\text{ВЭУ пол}}$ – величина годовой «полезной» электроэнергии от ВЭУ, кВт·ч; m – общее количество градаций величины суточной выработки электроэнергии от ВЭУ; j – порядковый номер градации; p_j – вероятность повторения величины суточной выработки электроэнергии от ВЭУ; $N_{\text{год}}$ – количество дней в году (365).

2. «Средний» вариант.

Суммарная величина электроэнергии, которая будет потреблена и запасена («полезная» электроэнергия), определится как разность величин выработки электроэнергии от ВЭУ за сутки и излишков этой электроэнергии, которые не могут быть потреблены или запасены:

$$W_{\text{сут пол } j} = W_{\text{сут ВЭУ } j} - W_{\text{сут изл } j}, \quad (4)$$

где $W_{\text{сут изл } j}$ – величина излишков суточной выработки электроэнергии от ВЭУ, которые не могут быть потреблены или запасены, кВт·ч.

Величина указанных излишков электроэнергии может быть определена по формуле:

$$W_{\text{сут изл } j} = \begin{cases} \sum_{k=1}^l (\Delta W_{k \text{ сут ВЭУ } j} - \Delta W_{k \text{ сут потр}}) & \text{при } (\Delta W_{k \text{ сут ВЭУ } j} - \Delta W_{k \text{ сут потр}}) > 0 \\ \text{и } \sum_{k=1}^l (\Delta W_{k \text{ сут ВЭУ } j} - \Delta W_{k \text{ сут потр}}) > Q_{\text{АКБ}} \\ 0 & \text{при } (\Delta W_{k \text{ сут ВЭУ } j} - \Delta W_{k \text{ сут потр}}) < 0 \\ \text{или } \sum_{k=1}^l (\Delta W_{k \text{ сут ВЭУ } j} - \Delta W_{k \text{ сут потр}}) < Q_{\text{АКБ}} \end{cases}, \quad (5)$$

где $\Delta W_{k \text{ сут ВЭУ } j}$ – величина выработки электроэнергии от ВЭУ за малый промежуток времени Δt , кВт·ч; $\Delta W_{k \text{ сут потр}}$ – величина потребления электроэнергии за малый промежуток времени Δt .

Затем, зная функцию распределения величины суточной выработки электроэнергии от ВЭУ, можно определить величину годовой «полезной» электроэнергии от ВЭУ по формуле (3).

3. «Хороший» вариант.

Для упрощения расчетов примем, что график производства электроэнергии аналогичен графику потребления электроэнергии (т. е. вся производимая электроэнергия (или ее часть) будет сразу же потребляться или запасаться). Тогда суммарная величина электроэнергии, которая будет потреблена и запасена («полезная» электроэнергия), определится по формуле:

$$W_{\text{сут пол } j} = \begin{cases} W_{\text{сут } j} & \text{при } (W_{\text{сут потр}} + Q_{\text{АКБ}}) > W_{\text{сут } j} \\ W_{\text{сут потр}} + Q_{\text{АКБ}} & \text{при } (W_{\text{сут потр}} + Q_{\text{АКБ}}) < W_{\text{сут } j} \end{cases}, \quad (6)$$

где $W_{\text{сут потр}}$ – величина потребленной электроэнергии за сутки, кВт·ч.

Затем, зная функцию распределения величины суточной выработки электроэнергии от ВЭУ, можно определить величину годовой «полезной» электроэнергии от ВЭУ по формуле (3).

После определения величины годовой «полезной» электроэнергии от ВЭУ по каждому из рассматриваемых вариантов может быть рассчитано значение средней $W_{\text{ВЭУ пол}}$ для данных условий.

Тогда объем электроэнергии необходимый к выработке от ДЭС может быть определен по формуле:

$$W_{\text{ДЭС}} = W_{\text{потр}} - W_{\text{ВЭУ пол}}, \quad (7)$$

где $W_{\text{ДЭС}}$ – расчетная величина годовой выработки электроэнергии от ДЭС, кВт·ч;

$W_{\text{потр}}$ – годовое электропотребление объекта электроснабжения, кВт·ч;

По формулам (3) и (7) можно определить реальное годовое количество вырабатываемой электроэнергии от ВЭУ и ДЭС для различных вариантов комплектации АВДК.

3. Оптимизация состава АВДК по экономическим критериям

Для обеспечения электроснабжения потребителя с помощью АВДК могут быть рассмотрены различные варианты его комплектации (разное количество и номинальная мощность ВЭУ, комплект АКБ, рассчитанный на различное время электроснабжения потребителя). В данном случае главным обоснованием выбора комплектации АВДК будет служить оценка экономической эффективности его использования. При этом данная оценка должна быть проведена в сравнении с вариантом электроснабжения только от ДЭС.

В настоящее время основным показателем, используемым для оценки эффективности инвестиций в энергетике, является чистый дисконтированный доход (ЧДД). Он характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными денежными затратами для данного проекта с учетом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени [9], и вычисляется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (РП_t - И_t - K_t) \cdot (1 + E_n)^{-t}, \quad (8)$$

где T – горизонт расчета; t – порядковый номер шага расчета; $РП_t$ – выручка от реализации продукции в t -м году, тыс. руб.; $И_t$ – суммарные издержки в t -м году (без учета амортизационных отчислений), тыс. руб.; K_t – капитальные затраты в t -м году, тыс. руб.; E_n – норма дисконта.

Применим формулу (8) к рассматриваемым условиям.

В качестве годовой выручки от реализации продукции выступит годовая денежная экономия, обусловленная переходом с электроснабжения от местной энергетической компании на электроснабжение от собственного источника генерации (АВДК или ДЭС). Она может быть найдена согласно выражению:

$$РП_{\text{АВДК } t} = РП_{\text{ДЭС } t} = \mathcal{E}_t = W_{\text{потр}} \cdot C, \quad (9)$$

где $\mathcal{E}_t$ – денежная экономия в t -м году, тыс. руб.; C – тариф на электроэнергию, установленный местной энергетической компанией, руб./кВт·ч.

Необходимо отметить, что годовая выручка от реализации продукции для обоих вариантов (использование АВДК или ДЭС) одинакова, так как неизменно годовое электропотребление объекта электроснабжения.

Суммарные издержки для обоих вариантов (использование АВДК или ДЭС), складываются из топливных расходов и эксплуатационных расходов (текущее обслуживание, ремонт и т. д.), формулы для их определения будут выглядеть так:

$$И_{\text{АВДК } t} = И_{\text{АВДК экспл } t} + И_{\text{АВДК топл } t} = \gamma \cdot K_{\text{АВДК}} + W_{\text{ДЭС реал}} \cdot b \cdot Ц \cdot 10^{-3}; \quad (10)$$

$$И_{\text{ДЭС } t} = И_{\text{ДЭС экспл } t} + И_{\text{ДЭС топл } t} = \gamma \cdot (2 \cdot K_{\text{ДЭС}}) + W_{\text{потр}} \cdot b \cdot Ц \cdot 10^{-3}, \quad (11)$$

где $И_{\text{АВДК экспл } t}$ ($И_{\text{ДЭС экспл } t}$) – эксплуатационные издержки, связанные с организацией электроснабжения от АВДК (ДЭС) в t -м году, тыс. руб.;

$И_{\text{АВДК топл } t}$ ($И_{\text{ДЭС топл } t}$) – топливные издержки, связанные с организацией электроснабжения от АВДК (ДЭС) в t -м году, тыс. руб.;

γ – норма эксплуатационных издержек;

$K_{\text{АВДК}}$ ($K_{\text{ДЭС}}$) – стоимость АВДК (ДЭС), тыс. руб.;

b – удельный расход дизельного топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии, л/(кВт·ч); $Ц$ – цена 1 л дизельного топлива, руб./л.

Важно отметить, что в варианте электроснабжения только от ДЭС необходима установка двух дизельных агрегатов в целях резервирования, в связи с чем в выражении (11) применен коэффициент 2.

Капитальные затраты на АВДК (ДЭС) состоят из ее стоимости, а также сопутствующих затрат, связанных с транспортировкой, монтажом и т. д. (в данной статье примем, что дополнительные затраты составляют 30 % от стоимости АВДК или ДЭС). Здесь стоит отметить, что обычно АВДК (ДЭС) малой мощности вводятся в эксплуатацию за время меньше одного года, тогда выражения для определения первоначальных вложений будут иметь вид:

$$K_{\text{АВДК } 0} = K_{\text{АВДК}} + K_{\text{АВДК доп}} = 1,3 \cdot K_{\text{АВДК}} = 1,3 \cdot (K_{\text{ВЭУ}} + K_{\text{ДЭС}} + K_{\text{об}}), \quad (12)$$

$$K_{\text{ДЭС } 0} = 2 \cdot K_{\text{ДЭС}} + 2 \cdot K_{\text{ДЭС доп}} = 1,3 \cdot (2 \cdot K_{\text{ДЭС}}), \quad (13)$$

где $K_{\text{АВДК } 0}$ ($K_{\text{ДЭС } 0}$) – первоначальные вложения в АВДК (ДЭС), тыс. руб.;

$K_{\text{АВДК доп}}$ ($K_{\text{ДЭС доп}}$) – сопутствующие капитальные затраты на АВДК (ДЭС), тыс. руб.;

$K_{\text{ВЭУ}}$ ($K_{\text{об}}$) – стоимость ВЭУ (прочего оборудования АВДК), тыс. руб.

Поскольку оценку экономической эффективности использования АВДК различных вариантов комплектации предлагается проводить в сравнении с ДЭС, то можно рассматривать разницу их ЧДД ($\Delta\text{ЧДД}$). С учетом формул (6)–(13) выражение для определения $\Delta\text{ЧДД}$ будет выглядеть так:

$$\Delta\text{ЧДД} = \text{ЧДД}_{\text{АВДК}} - \text{ЧДД}_{\text{ДЭС}} = \sum_{t=1}^T (W_{\text{ВЭУ реал}} \cdot b \cdot Ц \cdot 10^{-3} - \gamma \cdot (K_{\text{ВЭУ}} + K_{\text{об}} - K_{\text{ДЭС}}) - (K_{\text{ВЭУ } t} + K_{\text{об } t} - K_{\text{ДЭС } t})) \cdot (1 + E_n)^{-t} - 1,3 \cdot (K_{\text{ВЭУ}} + K_{\text{об}} - K_{\text{ДЭС}}). \quad (14)$$

В таком случае вывод о целесообразности использования АВДК вместо ДЭС может быть сделан при условии, что $\Delta\text{ЧДД}$ окажется положительной. Причем приоритетным среди различных вариантов комплектации АВДК будет являться

вариант с наибольшей положительной $\Delta\text{ЧДД}$. Таким образом, критерием оптимальности варианта комплектации АВДК будет являться следующее выражение:

$$\begin{cases} \Delta\text{ЧДД} > 0 \\ \Delta\text{ЧДД} \rightarrow \max \end{cases} \quad (15)$$

4. Пример решения задачи оптимизации состава и параметров автономного ветродизельного комплекса

В настоящей статье решение вопроса оптимизации состава АВДК будет произведено на примере потребителей северных районов Республики Саха (Якутия), находящихся вблизи населенного пункта Тикси.

Рассмотрим задачу обеспечения электроснабжения группы численностью 3–10 человек [10] от автономного ветродизельного комплекса.

1) Оценка характеристик потребителя.

В [10] определены максимальная и минимальная потребляемая мощность, а также годовое электропотребление рассматриваемого потребителя: $P_{\max} = 3$ кВт, $P_{\min} = 0,3$ кВт, $W_{\text{год}} = 9054$ кВт·ч. Суточный график потребления мощности представлен на рис. 1.

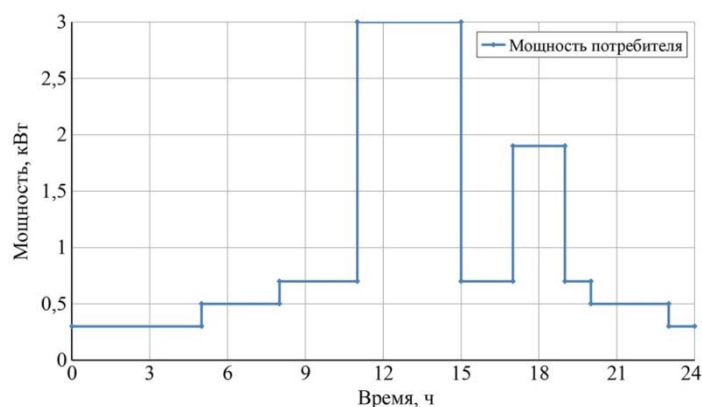


Рис. 1. Суточный график потребления мощности

2) Анализ ветропотенциала места размещения потребителя.

На рис. 2 представлена функция распределения скоростей ветра согласно данным, полученным от российского метеорологического сайта «Расписание погоды» [11] по метеостанции «Тикси (аэропорт)» за период 01.01.2011–31.12.2015. Среднегодовая скорость ветра составила 4,58 м/с.

3) Выбор модели ВЭУ.

К установке в АВДК рассмотрим установку одной (нескольких) ВЭУ номинальной мощностью 3 кВт и 5 кВт. На рис. 3 и 4 представлены рассчитанные по формулам алгоритма, разработанного в [4, 5], значения выходной мощности ВЭУ указанных моделей и количество вырабатываемой ими электроэнергии.

Согласно данным рис. 4 годовое количество электроэнергии, вырабатываемое ВЭУ номинальной мощностью 3 кВт и 5 кВт, составит 4837 кВт·ч и 9541 кВт·ч соответственно.

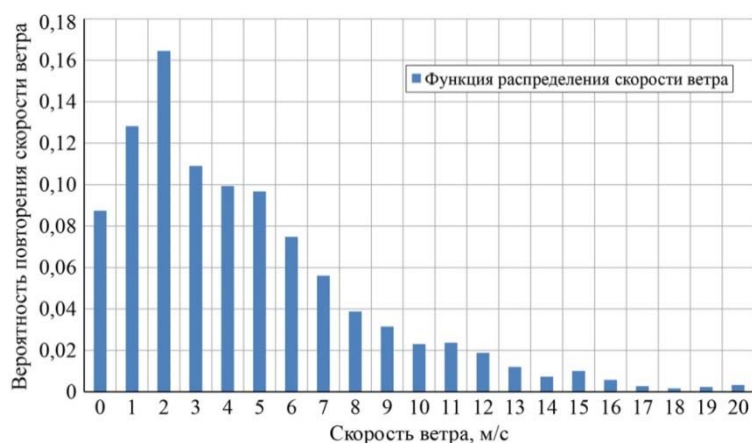


Рис. 2. Функция распределения скорости ветра в районе населенного пункта Тикси за период 01.01.2011–31.12.2015

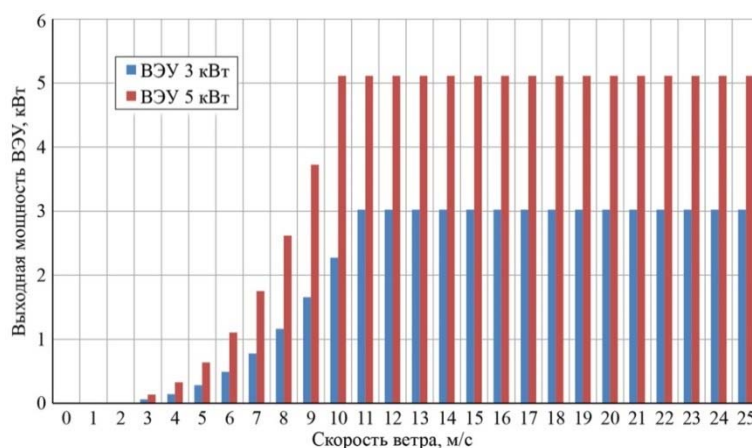


Рис. 3. Выходная мощность ВЭУ номинальной мощностью 3 кВт и 5 кВт по всем градациям скорости ветра

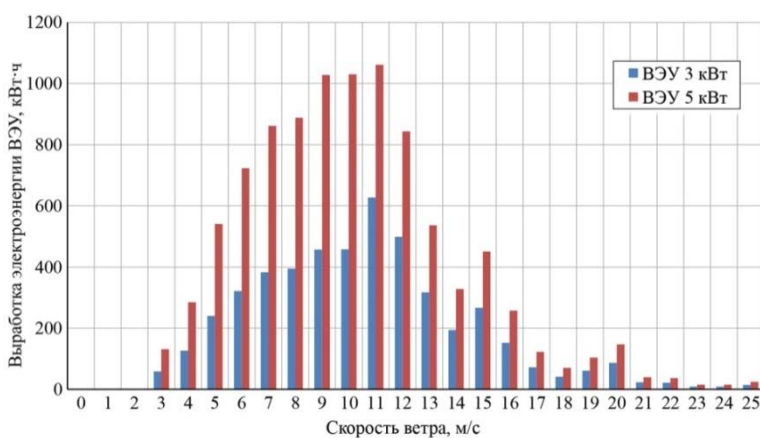


Рис. 4. Годовое количество электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ номинальной мощностью 3 кВт и 5 кВт, на разных скоростях ветра

4) Выбор АКБ.

Номинальное напряжение комплекта АКБ должно составлять 48 В (исходя из условия согласования с выходным напряжением выбранных ВЭУ). К установке в АВДК рассмотрим комплекты АКБ, которые смогут обеспечить электроснабжение потребителя в течение различных промежутков времени (табл. 1).

Таблица 1

Данные о выбранных типах АКБ

Требуемое время электроснабжения от АКБ, ч	Необходимая емкость комплекта АКБ, А·ч	Номинальные параметры АКБ	Количество АКБ, шт.	Общая емкость комплекта АКБ, А·ч	Общая емкость комплекта АКБ*, кВт·ч
6	179,4	12 В, 200 А·ч	4	200	6,9
9	269,2	12 В, 140 А·ч	8	280	9,7
12	358,9	12 В, 120 А·ч	12	360	12,4
15	448,6	12 В, 230 А·ч	8	460	15,9
18	538,3	12 В, 140 А·ч	16	560	19,4
21	628,0	12 В, 90 А·ч	28	630	21,8
24	717,8	12 В, 120 А·ч	24	720	24,9

* Емкость в кВт·ч рассчитана с учетом недопустимости разрядки комплекта АКБ ниже 20 % и с учетом потерь в инверторе, принятых равными 10 %.

5) Выбор инвертора.

К установке в АВДК рассмотрим установку инвертора номинальной мощностью 3 кВт.

6) Выбор ДЭС.

К установке в АВДК рассмотрим установку дизельного генератора номинальной мощностью 3 кВт.

На рис. 5 представлена рассчитанная по формуле (1) функция распределения величины суточной выработки электроэнергии от ВЭУ.

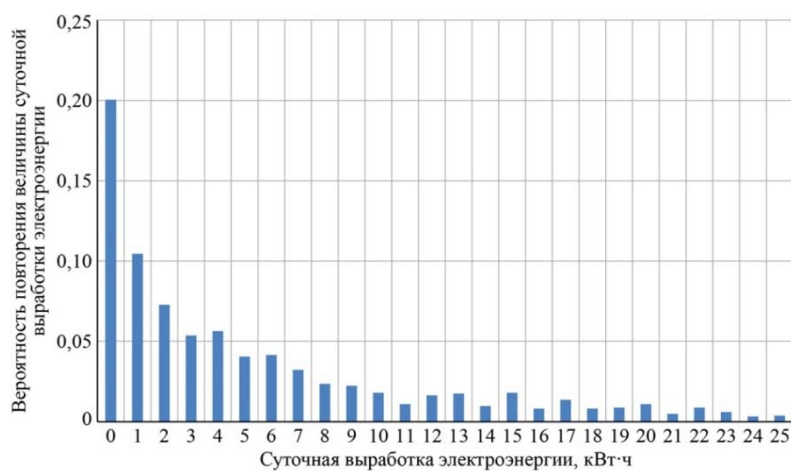


Рис. 5. Функция распределения величины суточной выработки электроэнергии от ВЭУ за период 01.01.2011–31.12.2015

По формулам (3) и (7) определено реальное годовое количество вырабатываемой электроэнергии от ВЭУ и ДЭС для различных вариантов комплектации АВДК (табл. 2).

Таблица 2

Данные о реальном объеме электроэнергии, выработанной на ВЭУ и ДЭС

Требуемое время электроснабжения от АКБ, ч	Количество выработанной электроэнергии, кВт·ч									
	1 ВЭУ 3 кВт + ДЭС 3 кВт		2 ВЭУ 3 кВт + ДЭС 3 кВт		3 ВЭУ 3 кВт + ДЭС 3 кВт		1 ВЭУ 5 кВт + ДЭС 3 кВт		2 ВЭУ 5 кВт + ДЭС 3 кВт	
	ВЭУ	ДЭС	ВЭУ	ДЭС	ВЭУ	ДЭС	ВЭУ	ДЭС	ВЭУ	ДЭС
6	2654	6400	2932	6122	3056	5998	3226	5828	3440	5614
9	3020	6034	3461	5593	3672	5382	3787	5267	4118	4936
12	3322	5732	3910	5144	4216	4838	4265	4789	4723	4331
15	3652	5402	4422	4632	4850	4204	4811	4243	5458	3596
18	3930	5124	4876	4178	5417	3637	5296	3758	6140	2914
21	4097	4957	5165	3889	5774	3280	5601	3453	6576	2478
24	4296	4758	5513	3541	6210	2844	5973	3081	7110	1944

В табл. 3 представлены данные об объеме капитальных вложений составных частей АВДК для различных вариантов его комплектации на основании средних цен на оборудование.

Таблица 3

Объем капитальных вложений

Составная часть АВДК	Удельная цена	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.*
ВЭУ 3 кВт, 48 В (с учетом мачты и онтроллера)	900 \$/кВт	1	162,0
		2	324,0
		3	486,0
ВЭУ 5 кВт, 48 В (с учетом мачты и контроллера)	900 \$/кВт	1	270,0
		2	540,0
Дизельный генератор 3 кВт	300 \$/кВт	1	54,0
Свинцово-кислотные АКБ** 12 В, 200 А·ч – на 6 ч	2,5 \$/А·ч	4	120,0
Свинцово-кислотные АКБ** 12 В, 140 А·ч – на 9 ч	2,5 \$/А·ч	8	168,0
Свинцово-кислотные АКБ** 12 В, 120 А·ч – на 12 ч	2,5 \$/А·ч	12	216,0
Свинцово-кислотные АКБ** 12 В, 230 А·ч – на 15 ч	2,5 \$/А·ч	8	276,0
Свинцово-кислотные АКБ** 12 В, 140 А·ч – на 18 ч	2,5 \$/А·ч	16	336,0
Свинцово-кислотные АКБ** 12 В, 90 А·ч – на 21 ч	2,5 \$/А·ч	28	378,0
Свинцово-кислотные АКБ** 12 В, 120 А·ч – на 24 ч	2,5 \$/А·ч	24	432,0
Инвертор 3 кВт, 48 В	150 \$/кВт	1	27,0

* Стоимость рассчитана исходя из курса 60 руб./\$.

** Срок службы указанных АКБ составляет 12 лет, в связи с чем потребуется их замена (так как срок службы АВДК в целом оценивается в 20 лет).

В табл. 4 представлены значения $\Delta\text{ЧДД}$, рассчитанного по формуле (14) для различных вариантов комплектации АВДК при норме дисконта 0,1 и цене на дизельное топливо в 60 руб./л (цена неизменна на протяжении всего периода расчета).

Таблица 4

Расчет $\Delta\text{ЧДД}$

Характеристика АКБ	$\Delta\text{ЧДД}$, тыс. руб.				
	1 ВЭУ 3 кВт + ДЭС 3 кВт	2 ВЭУ 3 кВт + ДЭС 3 кВт	3 ВЭУ 3 кВт + ДЭС 3 кВт	1 ВЭУ 5 кВт + ДЭС 3 кВт	2 ВЭУ 5 кВт + ДЭС 3 кВт
АКБ на 6 ч	+41,65	-74,29	-254,29	+65,40	-244,47
АКБ на 9 ч	-24,61	-120,33	-287,30	+24,15	-266,73
АКБ на 12 ч	-96,79	-174,47	-327,71	-25,25	-297,50
АКБ на 15 ч	-190,70	-245,61	-381,93	-90,97	-337,94
АКБ на 18 ч	-29,40	-321,54	-441,95	-162,16	-383,97
АКБ на 21 ч	-361,14	-377,41	-488,25	-215,59	-419,89
АКБ на 24 ч	-455,14	-451,14	-549,95	-286,44	-468,61

По данным табл. 4 только 3 из 35 вариантов комплектации АВДК могут быть рекомендованы к реализации, так как имеют положительную $\Delta\text{ЧДД}$ (а значит, будет иметь место экономия денежных средств по сравнению с вариантом электроснабжения только от ДЭС). Малое количество экономически эффективных вариантов связано с текущим уровнем цен на АКБ и ВЭУ, которые существенно выросли по сравнению с уровнем цен 2014 г. из-за роста курса доллара по отношению к рублю.

Согласно данным табл. 4 наиболее эффективным среди остальных (наибольшая $\Delta\text{ЧДД}$) для выбранных условий является вариант, при котором в состав АВДК включаются:

- комплект АКБ, рассчитанный на электроснабжение потребителя в течение 6 ч. (4 АКБ номинальным напряжением 12 В и емкостью 200 А·ч);
- 1 ВЭУ номинальной мощностью 5 кВт;
- дизельный генератор номинальной мощностью 3 кВт;
- инвертор номинальной мощностью 3 кВт.

Для выбранного варианта комплектации АВДК и варианта электроснабжения только от ДЭС в соответствии с формулой (8) величины ЧДД на 20-ый год эксплуатации составили 1255,71 тыс. руб. и 1190,31 тыс. руб. соответственно (при условии неизменности тарифа на электроэнергию на протяжении всего периода расчета – 36,61 руб./кВт·ч [12]). Здесь необходимо отметить, что в сложившихся экономических условиях сравниваемые варианты можно признать практически равноценными, поскольку рассчитанная величина ЧДД для варианта электроснабжения от АВДК всего на 5,5% превышает величину ЧДД для варианта электроснабжения только от ДЭС.

На рис. 6 для выбранного варианта комплектации АВДК приведена диаграмма величины $\Delta\text{ЧДД}$ в течение 20 лет для различных значений цены на дизельное топливо.

По данным рис. 6 можно отметить, что выбранный вариант комплектации АВДК является экономически эффективным во всем диапазоне цен на дизельное топливо 55–65 руб./л ($\Delta\text{ЧДД} > 0$). Вместе с тем при цене на дизельное топливо в 65 руб./л формирование прибыли идет быстрее, чем при цене в 60 руб./л, величина $\Delta\text{ЧДД}$ увеличивается, а значит, экономическая эффективность использования АВДК повышается.

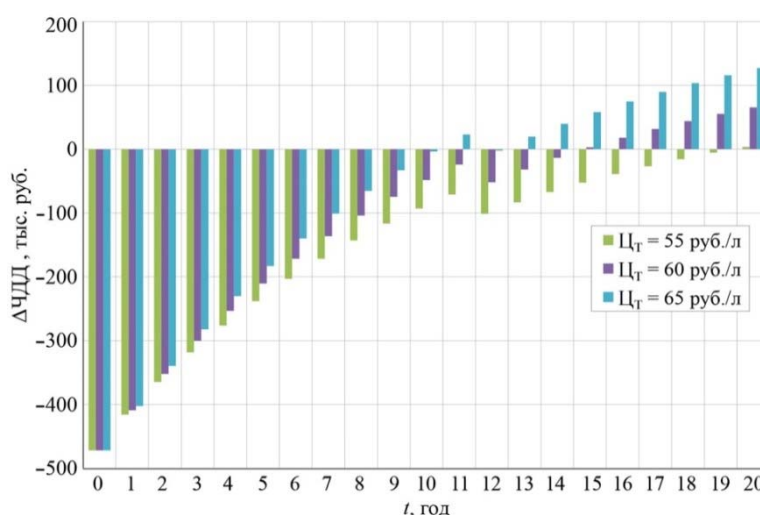


Рис. 6. Величина $\Delta\text{ЧДД}$ в течение срока службы АВДК для разных цен на дизельное топливо

Учитывая разницу величин $\Delta\text{ЧДД}$ для рассматриваемых вариантов можно найти такое значение цены на дизельное топливо, при которой ЧДД для варианта электроснабжения от АВДК снизится до величины ЧДД для варианта электроснабжения только от ДЭС. При цене на дизельное топливо в 54,71 руб./л ЧДД для обоих вариантов на 20-ый год будет одинаковым.

Таким образом, применение АВДК для обеспечения электроснабжения потребителей северных районов Республики Саха (Якутия) при существующем уровне цен на оборудование, входящее в состав АВДК, является экономически целесообразным и эффективным. Вместе с тем в случае роста цен на дизельное топливо, а также при снижении курса доллара по отношению к рублю экономическая эффективность применения АВДК для электроснабжения удаленных от централизованной энергосистемы потребителей будет повышаться.

Заключение

В результате проведенного исследования была разработана методика обоснования выбора оптимального состава и параметров ветродизельного комплекса.

В рамках разработки указанной методики была рассмотрена проблема оценки реального объема электроэнергии, получаемой потребителем от ВЭУ. Для решения указанной проблемы были предложены аналитические выражения, с помощью которых можно рассчитать величину реальной годовой выработки электроэнергии от ВЭУ.

Кроме того, в ходе проведенных исследований была решена задача оптимизации состава АВДК с точки зрения числа и параметров его основных узлов. Решение

задачи выполнено путем проведения оценки эффективности инвестиций в АВДК, основанной на расчете ЧДД.

В качестве примера использования разработанной методики была рассмотрена задача обеспечения электроснабжения от АВДК группы потребителей численностью 3–10 человек, находящихся в северных районах Республики Саха (Якутия). По итогам расчетов, проведенных в статье, было предложено 35 вариантов комплектации АВДК. Проведенная оценка эффективности инвестиций в АВДК показала, что экономически эффективными оказались только 3 варианта, при этом к реализации может быть рекомендован вариант с наибольшей положительной Δ ЧДД.

Вместе с тем необходимо отметить, что в сложившихся экономических условиях сравниваемые варианты можно признать практически равноценными, поскольку рассчитанная величина ЧДД для варианта электроснабжения от АВДК всего на 5,5% превышает величину ЧДД для варианта электроснабжения только от ДЭС.

Разработанная методика может быть полезна для различных категорий потребителей, которые планируют применять АВДК для обеспечения электроснабжения. Также ее могут применять органы власти субъектов РФ, включенных в территории Крайнего Севера и Дальнего Востока, так как внедрение АВДК в будущем позволит снизить дотации из бюджета на покупку и завоз дизельного топлива.

Список литературы

1. Бобров А. В., Тремасов В. А. Ветро дизельные комплексы в децентрализованном электроснабжении: монография. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 216 с.
2. Елистратов В. В., Денисов Р. С. Методика выбора электроэнергетического оборудования ВЭУ // В сб.: XLII Неделя науки СПбГПУ, материалы Научно-практич. конф. с международным участием. Научно-образовательный центр «Возобновляемые виды энергии и установки на их основе». СПбГПУ. 2014. – С. 6–9.
3. Обухов С. Г., Сурков М. А., Хошина З. П. Методика выбора ветроэнергетических установок малой мощности // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 2. – С. 25–30.
4. Андреев Р. В. Алгоритм выбора оборудования автономного электротехнического комплекса на основе ветроэнергетической установки малой мощности // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2014. № 2 (71). – С. 97–109.
5. Андреев Р. В. Ветроэнергетическая установка для автономного электротехнического комплекса малой мощности // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2014. № 4 (207). – С. 49–60.
6. Соломин Е. В. Ветроэнергетическая экономика // Альтернативная энергетика и экология. 2010. № 2. – С. 28–30.
7. Елистратов В. В., Конищев М. А., Денисов Р. С. Выбор состава оборудования модульной ВДЭС с высокой долей замещения на основе метода анализа иерархий. // Альтернативная энергетика и экология. 2015. № 7. С. 37–46.
8. Елистратов В. В., Конищев М. А. Ветро дизельные электростанции для автономного энергоснабжения северных территорий России // Альтернативная энергетика и экология. 2014. № 11 (151). С. 62–71.

9. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). – Утв. Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ и Госстроем РФ от 21.06.1999 № ВК 477.
10. Лукутин Б. В. Ветроэлектростанции в автономной энергетике Якутии / Б. В. Лукутин, В. Р. Киушкина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 202 с.
11. Российский метеорологический сайт «Расписание погоды» [электронный ресурс]. URL: <http://www.rp5.ru>. (Дата обращения: 25.08.2016).
12. Постановление Правления ГКЦ – РЭК РС (Я) от 17.12.2015 № 312/2 «Об установлении тарифа на электрическую энергию, вырабатываемую АО «Сахаэнерго» на 2016 год».

Приложение

Ниже приведены примеры расчета величин, указанных в табл. 2, для случая комплектации АВДК одной ВЭУ 5 кВт и комплектом АКБ, рассчитанным на электроснабжение потребителя в течение 6 ч.

Рассмотрим суточные графики производства и потребления мощности и электроэнергии для суточной выработки электроэнергии от ВЭУ, равной 24 кВт·ч (рис. П1–П3).

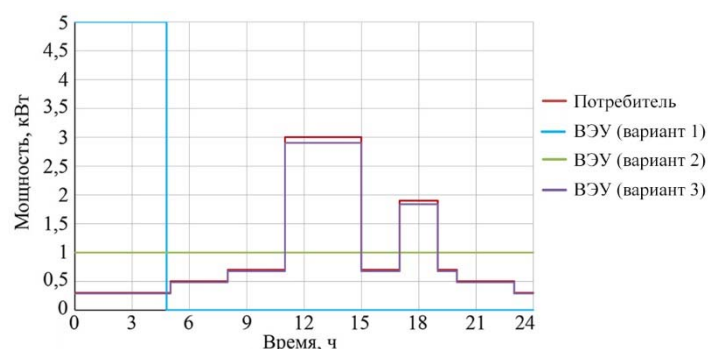


Рис. П1. Суточный график генерации и потребления мощности

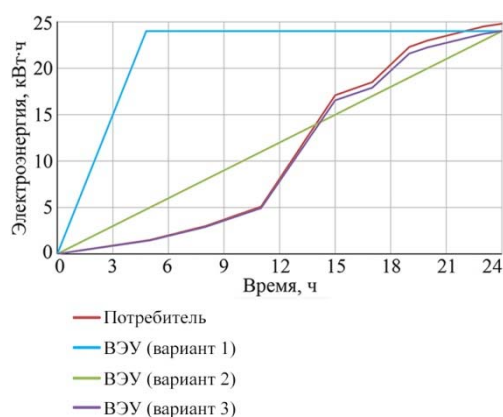


Рис. П2. Суточный график производства и потребления электроэнергии

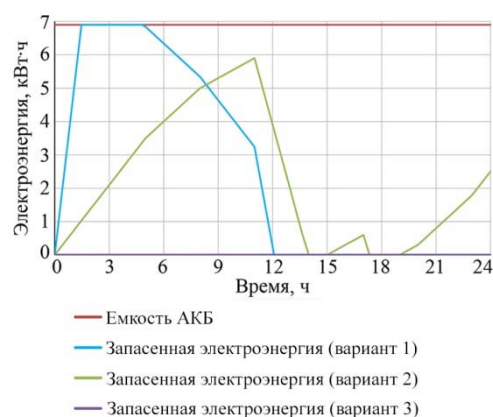


Рис. П3. Суточный график электроэнергии АКБ

В соответствии с рис. П2 и П3 можно отметить, что:

1) Для «плохого» варианта из 24 кВт·ч произведенной ВЭУ электроэнергии 1,44 кВт·ч потребятся сразу и 6,9 кВт·ч запасутся в АКБ, остальные 15,66 кВт·ч будут утилизированы в балластном сопротивлении (т. е., не будут расходованы полезно). В момент времени $t = 4,8$ ч производство электроэнергии от ВЭУ в рассматриваемые сутки прекращается, при этом согласно формуле (2) получим:

$$W_{\text{сут пол } j} = W_{\text{сут потр}}(t) + Q_{\text{АКБ}} = 1,44 + 6,9 = 8,34 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\text{так как } (W_{\text{сут потр}}(t) + Q_{\text{АКБ}}) < W_{\text{сут } j}, (1,44 + 6,9) < 24.$$

2) Для «среднего» варианта:

- в промежуток времени 0–11 ч из 11 кВт·ч произведенной ВЭУ электроэнергии 5,1 кВт·ч потребятся сразу и 5,9 кВт·ч запасутся в АКБ;
- в промежуток времени 11–15 ч из 4 кВт·ч произведенной ВЭУ электроэнергии все 4 кВт·ч потребятся сразу;
- в промежуток времени 15–17 ч из 2 кВт·ч произведенной ВЭУ электроэнергии 1,4 кВт·ч потребятся сразу и 0,6 кВт·ч запасутся в АКБ;
- в промежуток времени 17–19 ч из 2 кВт·ч произведенной ВЭУ электроэнергии все 2 кВт·ч потребятся сразу;
- в промежуток времени 19–24 ч из 5 кВт·ч произведенной ВЭУ электроэнергии 2,5 кВт·ч потребятся сразу и 2,5 кВт·ч запасутся в АКБ.

Таким образом, согласно формуле (4) получим:

$$W_{\text{сут пол } j} = W_{\text{сут ВЭУ } j} - W_{\text{сут изл } j} = 24 - 0 = 24 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

3) Для «хорошего» варианта из 24 кВт·ч произведенной ВЭУ электроэнергии все 24 кВт·ч потребятся сразу. Таким образом, согласно формуле (6) получим:

$$W_{\text{сут пол } j} = W_{\text{сут } j} = 24 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \text{ так как } (W_{\text{сут потр}} + Q_{\text{АКБ}}) > W_{\text{сут } j}, (24,8 + 6,9) > 24.$$

Таким образом, для каждой градации величины суточной выработки электроэнергии от ВЭУ определена величина «полезной» электроэнергии от ВЭУ. Далее по формуле (3) с учетом рис. 5 найдем величину годовой «полезной» электроэнергии от ВЭУ:

$$W_{\text{ВЭУ пол}} = \sum_{j=1}^m (W_{\text{сут пол } j} \cdot p_j \cdot N_{\text{год}}) = 3226 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Затем по формуле (4) определяем объем электроэнергии необходимый к выработке от ДЭС:

$$W_{\text{ДЭС}} = W_{\text{потр}} - W_{\text{ВЭУ пол}} = 9054 - 3226 = 5828 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Андреев Роман Витальевич, старший инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: andreev_r@ntcees.ru

УДК 621.311

С. Е. Касьянов, В. В. Москаленко, И. А. Рывлин, Е. С. Суворов, Е. Б. Шескин

Принципы моделирования ветроэнергетических установок для расчета токов короткого замыкания

Приведено описание генерирующего оборудования ветряных электростанций. Разработаны рекомендации по моделированию генерирующего оборудования ветряных электростанций для расчета токов короткого замыкания при симметричных и несимметричных коротких замыканиях.

Ключевые слова: ветряная электростанция, короткое замыкание, машина двойного питания, электронный ключ, асинхронный генератор.

В настоящее время для расчетов тока короткого замыкания используются специальные программные комплексы, позволяющие учитывать сложные взаимосвязи между элементами энергосистем. Результатом вычислений в большинстве случаев является амплитуда и ударный ток.

С развитием управляемых устройств, которые могут варьировать свои параметры в режиме короткого замыкания в энергосистеме, для проектировщика важно иметь возможность оценить пределы, в которых изменяется ток короткого замыкания от таких устройств. Примером управляемых устройств в энергосистеме может служить генерирующее оборудование ветряных электростанций.

Бурное развитие ветроэнергетики привело к тому, что в настоящее время одной из наиболее сложных и актуальных задач является определение токов короткого замыкания от ветряных электростанций. Статья посвящена разработке методов моделирования генерирующего оборудования ветряных электростанций для расчетов тока короткого замыкания.

Введение

Генераторы, применяющиеся на ветряных электростанциях, могут быть разделены на пять типов:

- Тип 1. Асинхронные генераторы с короткозамкнутым ротором (беличья клетка);
- Тип 2. Асинхронные генераторы с фазным ротором и дополнительным сопротивлением в цепи ротора;
- Тип 3. Асинхронные генераторы с двойным питанием, в которых ток на обмотку ротора подается через полупроводниковый преобразователь;
- Тип 4. Генераторы, работающие на сеть через тиристорный преобразователь;
- Тип 5. Синхронный генератор, соединенный с ветротурбиной через мультипликатор с переменным передаточным числом, необходимым для поддержания постоянной скорости вращения ротора.

Генераторы первого и второго типов не могут самостоятельно производить реактивную мощность, из-за чего на их шинах устанавливаются конденсаторные батареи. Машины третьего и четвертого типов способны генерировать активную и реактивную мощности, с помощью управляемых преобразователей.

Для генераторов первого типа не представляет сложности разработать упрощенную модель типа «ЭДС. за реактивностью» на основе более сложной схемы, учитывая основные потоковые связи и сопротивления обмоток. Эта же модель может быть использована для представления генераторов второго типа с повышенным сопротивлением цепи ротора. Генераторы третьего и четвертого типа – это генераторы с преобразователями (напряжение или частота), которые могут реализовывать различные стратегии управления или защиты во время короткого замыкания.

В большинстве случаев эти стратегии неизвестны, и проектировщик не может рассчитать или оценить ток от ветрогенератора во время короткого замыкания. Поэтому необходимо иметь упрощенные методы представления генераторов ветряной электростанции в расчетах токов короткого замыкания, которые могут быть реализованы в специальном программном обеспечении, разработанном для расчетов токов короткого замыкания.

1. Генераторы 1-го и 2-го типов при симметричных КЗ

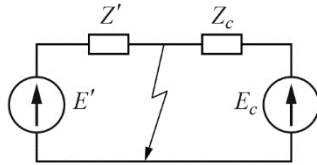


Рис. 1. Схема замещения генераторов 1 и 2 типа, а также внешней сети при расчетах токов симметричных КЗ

Генераторы 1 и 2 типов при расчете токов симметричных коротких замыканий могут быть представлены схемой замещения, приведенной на рис. 1.

Параметры схемы замещения вычисляются по следующим формулам:

$$Z' = jX_s + \frac{jX_m(R_2 + R + jX_2)}{jX_m + R_2 + R + jX_2},$$

где X_s – индуктивное сопротивление статора;

X_m – индуктивное сопротивление шунта намагничивания;

R_2 – активное сопротивление ротора;

R – дополнительное сопротивление, включенное в цепь ротора;

X_2 – индуктивное сопротивление ротора.

$$E' = E_c - [R_s + R_L + j(X_s + X_L)] \cdot I_c,$$

где R_s – активное сопротивление статора;

R_L – активное сопротивление системы;

X_L – индуктивное сопротивление системы;

I_c – ток системы в режиме, предшествующем короткому замыканию.

Тогда сверхпереходный ток может быть найден как:

$$I' = \frac{E'}{R_s + Z'}.$$

Периодическая составляющая тока затухает с постоянной времени:

$$T_r = \frac{X_2 + \frac{X_m X_s}{X_m + X_s}}{\omega(R_2 + R)}.$$

Апериодическая составляющая тока затухает с постоянной времени:

$$T_s = \frac{X_s + \frac{X_m X_2}{X_m + X_2}}{\omega R_s}.$$

В результате могут быть рассчитаны:

- периодическая составляющая тока в любой момент времени;
- действующий ток в любой момент времени;
- мгновенный ток в любой момент времени.

Приведенные формулы справедливы для генераторов 1-го типа (при $R = 0$) и для генераторов 2-го типа (при ненулевом R , соответствующем дополнительному активному сопротивлению, включаемому в цепь ротора).

Необходимо подчеркнуть, что в отличие от синхронных генераторов, ток трехфазного короткого замыкания от асинхронных генераторов 1-го и 2-го типов достаточно быстро затухает до нуля.

2. Генераторы 1-го и 2-го типов при несимметричных КЗ

Наиболее удобным и универсальным способом расчета токов несимметричных коротких замыканий является метод симметричных составляющих.

Как правило, генераторы, установленные на ветряных электростанциях, имеют изолированную нейтраль, что исключает протекание тока нулевой последовательности по их обмоткам и приводит к представлению асинхронного генератора схемами замещения прямой и обратной последовательностей.

Из-за особенностей распределения потокоцеплений, в частности из-за постоянства потокоцеплений в моменты до и после коммутации, пути замыкания линий магнитного поля статора и ротора непосредственно после коммутации и в установившемся несимметричном режиме различны. Это приводит к необходимости использования различных схем замещения машины в разные моменты времени.

Схемы замещения асинхронной машины для различных последовательностей в различные моменты времени приведены на рис. 2.

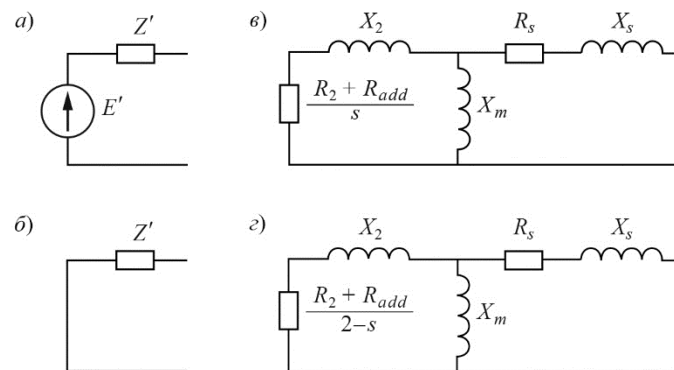


Рис. 2. Схемы замещения асинхронного генератора в расчетах несимметричных КЗ:

- а) схема замещения в переходном режиме по прямой последовательности;
- б) схема замещения в переходном режиме по обратной последовательности;
- в) схема замещения в установившемся режиме по прямой последовательности;
- г) схема замещения в установившемся режиме по обратной последовательности

Используя эти схемы замещения при моделировании сети, можно получить сверхпереходный и установившийся токи подпитки короткого замыкания от асинхронного генератора. Таким образом, расчет тока короткого замыкания в данном случае может быть выполнен следующим образом:

- составление схемы замещения сети прямой, обратной и нулевой последовательностей с учетом схем замещения асинхронного генератора в переходном режиме;
- расчет переходного тока генератора;
- составление схемы замещения сети прямой, обратной и нулевой последовательностей с учетом схем замещения асинхронного генератора в установившемся режиме;
- расчет установившегося тока генератора.

Так же, как и при трехфазном коротком замыкании, периодическая составляющая тока затухает, но до установившегося значения. Постоянные времени при этом не изменяются.

В результате расчета могут быть легко найдены:

- периодическая составляющая тока в любой момент времени;
- действующий ток в любой момент времени;
- мгновенный ток в любой момент времени.

3. Результаты расчета по приведенной методике

В качестве примера ниже приведены результаты расчета и моделирования в программном комплексе *MATLAB Simulink*.

Мгновенное значение тока для случая трехфазного короткого замыкания определяется следующим выражением:

$$I_{inst} = |I'| \left(e^{-\frac{t}{T_r}} \sin \left[\omega t + \arg(I') \right] + e^{-\frac{t}{T_s}} \right).$$

Для случая однофазного короткого замыкания:

$$I_{inst} = \left[(|I''| - |I'|) e^{-\frac{t}{T_r}} + |I'| \right] \sin \left[\omega t + \arg(I') + (\arg(I'') - \arg(I')) e^{-\frac{t}{T_r}} \right] + |I''| e^{-\frac{t}{T_s}}.$$

Результаты расчетов по приведенным выражениям и результаты моделирования для сравнения приведены на рис. 3.

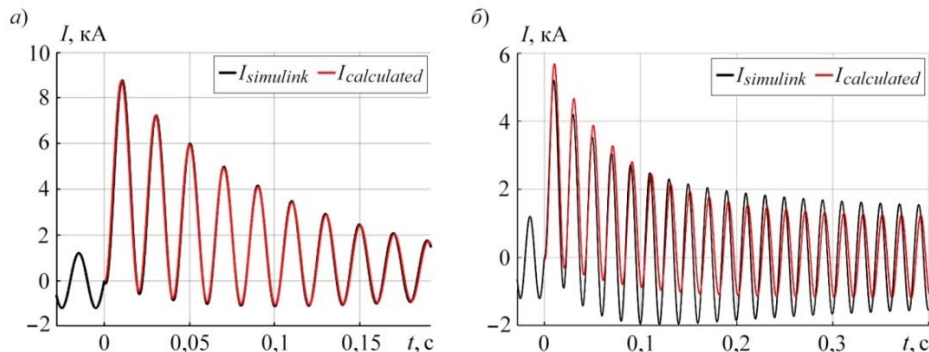


Рис. 3. Результаты расчетов и моделирования короткого замыкания вблизи асинхронного генератора: а) трехфазного КЗ; б) однофазного КЗ

Как следует из рис. 3, расчет тока трехфазного короткого замыкания может быть произведен с достаточно большой точностью, в то время как расчет тока однофазного короткого замыкания имеет некоторую погрешность, вызванную рядом допущений. Однако, максимальный ток КЗ и установившийся ток КЗ может быть вычислен с достаточно высокой точностью.

4. Генераторы 3-го типа

Величина тока подпитки точки короткого замыкания от генераторов 3-го типа может сильно изменяться в зависимости от параметров преобразователя, включенного в цепь ротора и параметров его системы управления. Так, при замыканиях различной удаленности и типов система управления может действовать по одному из приведенных алгоритмов:

- поддержание постоянной активной мощности;
- поддержание постоянной реактивной мощности;
- ограничение тока генератора;
- увеличение выдачи реактивной мощности в ущерб выдаче активной мощности.

Стоит отметить, что величина ограничения тока, как, возможно, и $\cos \varphi$ могут изменяться во времени, при затухании переходного процесса, вызванного коротким замыканием.

Учитывая, что параметры системы управления изменяются не только в зависимости от компании-производителя, но и в зависимости от мощности самой машины, а ее реакция зависит от типа и удаленности короткого замыкания, то точное моделирование переходных процессов при различных возмущениях в сети не представляется возможным, в связи с чем для каждой конкретной задачи применяют конкретные схемы замещения генераторов, учитывающие лишь некоторые особенности поведения системы автоматического управления.

В частности, при рассмотрении близких коротких замыканий, асинхронные генераторы 3-го типа не могут рассматриваться в отрыве от системы защиты преобразователя, необходимой для ограничения токов, возникающих в обмотке ротора при коротких замыканиях. Среди основных систем защиты можно выделить:

- Пассивные защиты:
 - ♦ Электронный ключ;
 - ♦ Демпфирующие резисторы на стороне постоянного тока;
- Активные защиты:
 - ♦ Включение преобразователя напряжения со стороны сети на автономную работу;
 - ♦ Использование динамического компенсатора снижения напряжения;
 - ♦ Алгоритм компенсации тока статора.

Электронный ключ – наиболее популярная, надежная и простая защита. Состоит из электронного ключа и резисторов, шунтирующих ротор при возникновении возмущения и, по сути, превращающих генератор в машину 2-го типа.

Демпфирующие резисторы на стороне постоянного тока – резистор с электронным ключом, шунтирующий преобразователь на стороне постоянного тока. Главным минусом является значительная величина тока, протекающего по тиристорам преобразователя со стороны ротора, что приводит к удорожанию схемы.

Включение преобразователя напряжения со стороны сети на автономную работу – разрыв связи постоянного тока и работа преобразователя со стороны сети в режиме поддержания напряжения на шинах генератора.

Использование динамического компенсатора снижения напряжения – установка дополнительного устройства типа СТАТКОМ на шинах генератора для поддержания напряжения при коротких замыканиях.

Алгоритм компенсации тока статора – защита, ограничивающая ток статорной обмотки машины за счет управления током ротора в переходном процессе.

Как уже было отмечено, наиболее популярной и надежной системой защиты является «Электронный ключ», в связи с чем, при выполнении расчетов тока подпитки точки КЗ от ветряной электростанции, содержащей генераторы 3 типа, допустимо считать, что все генераторы электростанции имеют подобную защиту.

Самой большой сложностью в рассмотрении данной защиты является то, что характер ее работы может носить кратковременно-повторяющийся характер, обусловленный настройкой системы управления, когда включения и отключения электронного ключа могут происходить несколько раз за период промышленной частоты.

Это приводит как к снижению величины напряжения на обмотке ротора, так и к снижению величины тока подпитки точки короткого замыкания. Оценка этих величин может быть произведена лишь при подробном моделировании переходных процессов в специальном программном комплексе. Так как максимальная величина тока наблюдается при непрерывной работе ключа, то допустимо использовать этот случай для расчета величины тока подпитки точки короткого замыкания.

При шунтировании обмотки ротора активным сопротивлением, генератор превращается в машину 2-го типа, и расчет токов коротких замыканий допустимо вести с использованием ранее приведенных выражений.

5. Генераторы 4-го типа

Поведение генераторов 4-го типа полностью определяется поведением преобразователя, осуществляющего выдачу мощности в сеть. Анализируя накопленный опыт, можно с уверенностью сказать, что величина тока короткого замыкания от силовых преобразователей оказывается жестко ограничена системой управления на уровне от 1 до 1,5 о.е.

Таким образом, генераторы 4-го типа, работающие через вставку постоянного тока, могут быть представлены в виде источника тока величиной от 1 до 1,5 о.е.

Выводы

В статье представлена унифицированная методика расчета токов коротких замыканий от генераторов ветряных электростанций 1 – 4 типов. В результате расчета могут быть получены максимально возможные токи коротких замыканий от данных машин. Для генераторов третьего типа данная методика применима при работе наиболее распространенной и простой системы защиты «Электронный ключ». В остальных случаях необходимо проводить анализ системы управления

возбуждением и исходя из стратегии, реализованной в ней замещать генератор как источник постоянной реактивной мощности или источник с постоянным коэффициентом мощности. Для генераторов 4-го типа, если нет информации о стратегии системы управления, реализованной в выходном инверторе, предлагается схема замещения в виде источника тока величиной до 1,5 от номинального тока.

Список использованной литературы

1. Fault current contribution from wind plants, Draft 11.4, Report, IEEE Power and Energy Society.
2. Lima F. K. A., Luna A., Rodriguez P., Watanabe E. H., Blaabjerg F. Rotor voltage dynamics in the doubly fed inductor generator during grid faults», IEEE Trans. Power Electron., vol.25, no. 1, pp. 118-130, Jan. 2010.
3. Santos-Martin D., Rodriguez-Amenedo J. L., Arnalte S. Direct power control applied to doubly fed induction generator under unbalanced grid voltage conditions», IEEE Trans. Power Electron., vol. 23, no. 5, pp. 2328–2336, Sep. 2008.
4. Lopez J., Sanchis P., Roboam X., Marroyo L. Dynamic behaviour of the doubly fed induction generator during three-phase voltage dips. IEEE Trans. Energy Convers., vol. 22, no. 3, pp. 709–717, Sep. 2007.
5. Lopez J., Gubia E., Sanchis P., Roboam X., Marroyo L. Wind turbines based on doubly fed induction generator under asymmetrical voltage dips. IEEE Trans. Energy Convers., vol. 23, no. 1, pp. 321–330, Mar. 2008.
6. Flannery P. S., Venkataramanan G. A fault tolerant doubly fed induction generator wind turbine using a parallel grid side rectifier and series grid side converter», IEEE Trans. Power Electron., vol. 23, no. 3, pp. 1126–1135, May 2008.

Касьянов Сергей Евгеньевич, инженер лаборатории исследования электроэнергетических систем Научно-технического центра единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kasianov_s@ntcees.ru

Москаленко Вадим Васильевич, начальник отдела мониторинга и эксплуатации релейной защиты и автоматики службы релейной защиты и автоматики исполнительного аппарата АО «СО ЕЭС».

E-mail: moskalenko-vv@so-ups.ru

Рывлин Илья Александрович, начальник отдела расчетов параметров настройки устройств релейной защиты, автоматики и аварийных режимов службы релейной защиты и автоматики исполнительного аппарата АО «СО ЕЭС».

E-mail: ryvlin-ia@so-ups.ru

Суворов Евгений Сергеевич, инженер лаборатории исследования электроэнергетических систем Научно-технического центра единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: suvorov@ntcees.ru

Шескин Евгений Борисович, канд. техн. наук, заместитель заведующего отделом электро-энергетических систем, заведующий лабораторией исследования электроэнергетических систем Научно-технического центра единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sheskin_e@ntcees.ru

УДК 621.311

В. С. Воробьев, А. С. Герасимов, А. В. Жуков, А. А. Лисицын, А. Н. Смирнов,
Е. С. Суворов, Е. Б. Шескин

Особенности организации релейной защиты в схемах подключения ветряных и солнечных электростанций к ЕЭС России

Рассмотрены особенности интеграции ветряных и солнечных электростанций в ЕЭС России. Первоначально определены электрические сети, к которым планируется подключение электростанций, описан принцип построения релейной защиты этих сетей, приведены требования к устойчивости электростанций в режимах короткого замыкания со стороны АО «СО ЕЭС». На основе приведенного описания показана проблема интеграции ветряных и солнечных электростанций в ЕЭС России, а также предложены пути решения.

Ключевые слова: ветряная электростанция, солнечная электростанция, короткое замыкание, релейная защита, Low Voltage Ride-Through (LVRT) capabilities.

Введение

В последние годы в мире наблюдается интенсификация развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ), планы по вводу генерирующих объектов на основе ВИЭ с суммарной установленной мощностью порядка 25 ГВт в период до 2020 г. есть и у России.

Среди нетрадиционных электростанций, работающих на возобновляемых источниках электроэнергии, наибольшее распространение получили ветряные и солнечные электростанции. К их генерирующему оборудованию со стороны национальных системных операторов (СО) выдвигаются требования в части влияния ветряных и солнечных электростанций на устойчивость и надежность функционирования ЭЭС, на качество регулирования параметров электрического режима в точке их подключения и т. д. Перечисленные требования, выдвигаемые национальными СО, учитывают особенности управляемых ими энергосистем и, в частности, учитывают сложившуюся практику и установленные правила организации релейной защиты в энергосистеме.

В свою очередь компании, занимающиеся производством генерирующего оборудования для ветряных и солнечных электростанций, обеспечивают соответствие производимого оборудования требованиям СО.

Внедрение ветряных и солнечных установок в ЕЭС России приведет к появлению предложения на рынке оборудования установок, созданных с учетом требований СО других стран. Установка в ЕЭС России оборудования, произведенного согласно требованиям, например, Германии, может привести к нестабильной работе электростанции в частности в результате некоторых отличий в организации релейной защиты энергосистемы Германии с ЕЭС России.

В статье поднимается проблема применения существующего оборудования ветряных и солнечных электростанций в ЕЭС России, на примере организации релейной защиты, а также предлагаются пути ее решения.

1. Требование к устойчивости генерирующего оборудования ВЭС и СЭС в режиме короткого замыкания

1.1. Требования «Low Voltage Ride-Through (LVRT)»

Как известно, современные требования сетевых кодексов не допускают отключения ветрогенераторов, а также фотоэлектрических солнечных установок в режимах короткого замыкания (КЗ) в высоковольтной электрической сети. Указанные требования известны как *Fault Ride-Through (FRT)* или *Low Voltage Ride-Through (LVRT) capabilities*. Введение этих требований стало результатом появления значительного количества ветряных и солнечных электрических станций в энергосистемах ряда стран, вследствие чего их влияние на устойчивость и надежность работы энергосистемы становится все более существенным.

Наиболее широкое распространение получили требования, направленные на сохранение устойчивой работы ветряных электростанций в режиме КЗ. Так, в Европейском сетевом кодексе [1] предложена структура зависимости величины напряжения в точке примыкания (в англ. варианте: *Point of Common Coupling (PCC)*) ветряной электростанции к энергосистеме от времени протекания процесса (характеристика *LVRT*), соответствующего возникновению в энергосистеме КЗ и последующего восстановления энергосистемы к установившемуся режиму. Характер этой зависимости приведен на рис. 1.

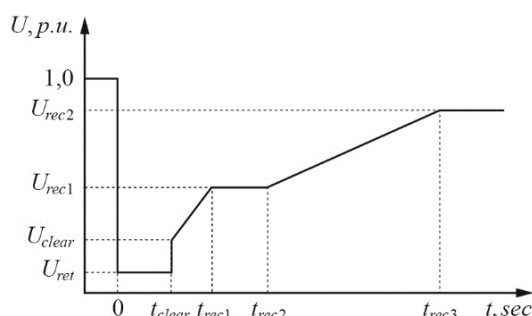


Рис. 1. Характер зависимости $U = f(t)$ в точке примыкания ветряной электростанции для фазы, соответствующей появлению в энергосистеме КЗ и выходу из аварийного режима

Характеристика устанавливает допустимое изменение напряжения в точке примыкания ветряной электростанции к сети, при котором нарушение параллельной работы ветрогенераторов с примыкающей энергосистемой не допускается. Точкой примыкания в большинстве случаев являются шины подстанции, к которой подключены ветрогенераторы, она и является границей зон ответственности собственника электростанции и системного оператора.

Приводятся также и диапазоны изменения координат характерных точек этой зависимости, которые различаются для синхронных генераторов и ветрогенераторов, а также для различных уровней генерации. Стоит заметить, что в соответствии с Европейским сетевым кодексом вся генерация разделена на четыре группы (*A*, *B*, *C* и *D*) в зависимости от мощности, причем градация по мощностям принята зависящей от европейского региона расположения станции. Указанная градация приведена в табл. 1.

Таблица 1

Градация генерации по мощности для ряда Европейских синхронных зон

Синхронная зона	Максимальная мощность синхронного генератора или ветрогенератора, МВт		
	Тип <i>B</i>	Тип <i>C</i>	Тип <i>D</i>
Континентальная Европа	1	50	75
Великобритания	1	10	30
Ирландия	0,1	5	10
Страны Балтии	0,5	10	15

В качестве примера в табл. 2 приведены рекомендуемые диапазоны координат характерных точек приведенной на рис. 1 характеристики *LVRT* для ветрогенераторов типа *D*. Выбор тех или иных координат из указанных диапазонов поручается сетевым и системным операторам.

Таблица 2

Координаты характерных точек характеристики *LVRT* для ветрогенераторов типа *D*

Параметры по оси напряжения, о.е.		Параметры по оси времени, с	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14–0,25
U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5–3

Большинство системных операторов устанавливает требования к устойчивости ВЭС, подключенных к высоковольтным сетям, т. е. к тем электростанциям, которые обладают существенной установленной мощностью, и потеря которых негативно сказывается на работе энергосистемы.

Стоит отметить, что *LVRT*-характеристика не является аппроксимированной кривой, определяющей характерные значения напряжения при каком-либо возмущении. В результате короткого замыкания происходит увеличение тока и, как результат, снижение напряжения в месте повреждения до величины, соответствующей типу короткого замыкания. При этом в остальной сети уровень напряжения снижается согласно электрической удаленности от места повреждения. Горизонтальные линии на *LVRT*-характеристике указывают на тип короткого замыкания и его удаленность от точки замыкания. Время характеризует работу релейной защиты и противоаварийной автоматики в замыкающей к точке КЗ электрической сети. Причем, время отключения короткого замыкания, заданное в *LVRT*-характеристике, соответствует максимальному времени отключения короткого замыкания, заданному в сетевом кодексе для определенного класса напряжения.

Построение *LVRT*-характеристики основано на следующих предпосылках:

- возмущение в сети можно охарактеризовать одной величиной остаточного напряжения и одной длительностью;
- любое увеличение продолжительности и любое снижение величины остаточного напряжения указывает на более тяжелое возмущение;
- два возмущения в сети одинаковой продолжительности и с одинаковой величиной остаточного напряжения оказывают одинаковый эффект на оборудование.

Поскольку присоединение ветряных электростанций происходит в уже сформированных схемах высоковольтных и распределительных сетей, системные операторы при задании *LVRT*-характеристик исходят из особенностей и специфики контролируемых ими сетей.

Предполагаемое к установке в энергосистему оборудование обладает собственной характеристикой *LVRT*, которая может отличаться от характеристики, заданной национальным СО. При этом характеристика *LVRT* оборудования должна находиться «внутри» характеристики *LVRT*, заданной СО, т. е. обеспечивать выполнение требований Системного оператора. Выход за пределы *LVRT*-характеристики генерирующего оборудования может привести к срабатыванию его технологических защит.

Например, согласно большинству *LVRT*-характеристик, задаваемых в странах Западной Европы, снижение напряжения ниже 0,85 от номинального значения в течение более 1,5–3 с допускает отключение генерирующего оборудования собственными технологическими защитами, а при менее длительных снижениях напряжения до данного уровня отключение генерирующего оборудования от сети не допускается. Вышеприведенные уставки защит задаются в процессе производстве оборудования, при этом, возможность их коррекции не предусматривается.

1.2. Требования к устойчивости в ЕЭС России

Требования к устойчивости генерирующего оборудования, работающего в составе ЕЭС России, приведены в «Методических указаниях по устойчивости энергосистем» [2], в которых определен подход к поддержанию устойчивости, основывающийся на совмещении требований к нормируемым запасам статической устойчивости и перечная возмущений в электрической сети 110–1150 кВ, при которых должна обеспечиваться динамическая устойчивость.

Требования к устойчивости генерирующего оборудования изложенные в «Методических указаниях по устойчивости энергосистем», являясь аналогом зарубежных требований «*Low Voltage Ride-Through (LVRT)*», распространяются на все подключённое и планируемое к вводу в электрической сети ЕЭС России генерирующее оборудование электростанций. Генерирующее оборудование вновь вводимых ветряных и солнечных электростанций также должно в полной мере удовлетворять вышеприведенным требованиям.

2. Организация релейной защиты в распределительной электрической сети ЕЭС России

На начальном этапе внедрения ветряных и солнечных электростанций в ЕЭС России не ожидается появление крупных, обладающих сравнительно большой номинальной мощностью электростанций. В связи с этим, подключение ветряных и солнечных электростанций в ЕЭС России предполагается производить к распределительным электрическим сетям 35–220 кВ. Еще одной причиной подключения ветряных и солнечных электростанций к распределительной электрической сети является географическая удаленность площадок, благоприятных для строительства ветряных и солнечных электростанций, от системообразующей электрической сети. Рассмотрим требования к организации релейной защиты распределительной электрической сети.

Требования к организации релейной защиты в ЕЭС России приведены в «Правилах устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7» [3]. Согласно данному документу электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, которые разделяются на устройства основной защиты и устройства резервной защиты. Защита считается основной, если выполняются следующие требования:

- действие защиты осуществляется в пределах всего защищаемого элемента;
- защита отключает защищаемый элемент быстрее, чем другие защиты.

В остальных случаях защита считается резервной.

Согласно требованиям к организации релейной защиты в ЕЭС России за некоторыми исключениями предусматривается построение релейной защиты на основе дальнего резервирования. Дальнее резервирование заключается в действии защит при отказах защит или выключателей смежных элементов. В качестве примера, поясняющего принцип дальнего резервирования, на рис. 2 приведена схема электрической сети 110 кВ, состоящая из 4 подстанций, к шинам одной из которых подключена ветряная электростанция.

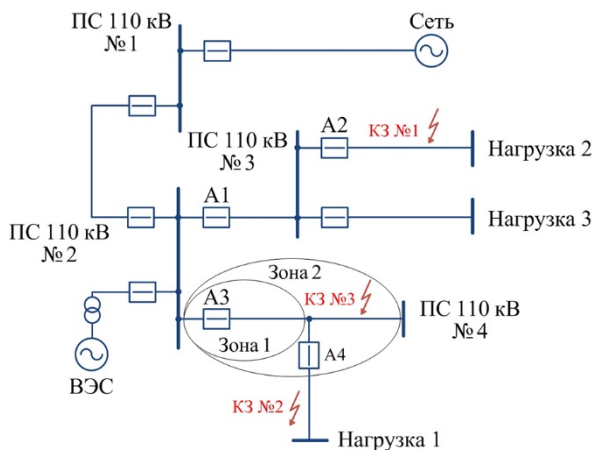


Рис. 2. Пример схемы распределительной электрической сети для пояснения принципа дальнего резервирования

В соответствии с принципом дальнего резервирования при возникновении КЗ в точке 1 (КЗ № 1) и отказе в работе релейной защиты А2, КЗ в точке 1 будет отключено защитой смежного присоединения А1. В целях обеспечения принципа селективности релейная защита А1 должна быть отстроена от защиты А2 как по чувствительности, так и по времени. Таким образом, КЗ в точке 1 регистрируется одновременно защитами А1 и А2, но время работы защиты А1 искусственно увеличено на время, называемое ступенью селективности, которое в общем случае составляет 0,3–0,5 с (зависит от типа исполнения реле).

Главное преимущество дальнего резервирования в том, что не нужно тратить средства на установку дополнительных релейных защит – резервирование осуществляется вышестоящими защитами, которые помимо своего участка защищают еще и смежный. При этом, например, потеря напряжения оперативного тока на ПС № 3 и, как следствие, отказ защиты А2 не приведет к отказу защиты А1. Разумеется, осуществлять дальнее резервирование могут только ступенчатые защиты.

Также при организации релейной защиты в ЕЭС России существует особенность при выборе настройки работы защиты. Так при наличии отпаяк от линии между ПС № 2 и ПС № 4 (рис. 2) в первую зону защиты (отключение КЗ без выдержки времени) будет входить участок линии от ПС № 2 до отпайки на присоединение, тем самым обеспечивая первоочередное действие защиты А4 при отключении КЗ в точке 2 (КЗ № 2). В этом случае вероятное КЗ в точке 3 (КЗ № 3) будет отключаться с искусственной задержкой, хотя защита А3 выступает в этом случае в роли основной.

3. Проблема внедрения ветряных и солнечных электростанций в ЕЭС России

Как показано выше, при отключении КЗ в распределительной электрической сети в случае отсутствия основной защиты присоединения, возможна искусственная задержка в работе защит, вызванная необходимостью обеспечения принципа селективности. При этом отключение КЗ действием резервных защит (с учетом возможного дальнего резервирования) может составлять 0,8–4 с.

Во время существования режима КЗ уровень остаточного напряжения на шинах ветряной или солнечной электростанции определяется электрической удаленностью от точки КЗ. Вследствие относительно небольшого сопротивления распределительной электрической сети 35–220 кВ, КЗ на смежных элементах в примыкающей к электростанции энергосистеме могут приводить к глубокому снижению напряжения на ее шинах.

Вышеуказанная ситуация (значительные и длительные снижения напряжения) может приводить к массовому отключению генерирующего оборудования солнечных и ветряных электростанций собственными технологическими защитами, что в свою очередь может приводить к возникновению значительных небалансов активной мощности, поскольку установленная мощность современных ветропарков может составлять до тысяч мегаватт.

Внедрение ветряных и солнечных установок в ЕЭС России может привести к появлению в распределительной электрической сети оборудования, созданного с учетом требований к надежности другой страны. В этом случае, возникновение КЗ в распределительной электрической сети может привести к срабатыванию технологических защит генерирующего оборудования ветряной или солнечной электростанции до срабатывания защит поврежденного сетевого элемента. Ложные срабатывания будут определяться различием временных параметров $LVRT$ -характеристики оборудования и фактического времени отключения короткого замыкания.

4. Возможные пути решения

Обеспечить приемлемые условия интеграции ветряных и солнечных электростанций в ЕЭС России с их подключением к распределительной электрической сети 35–220 кВ можно двумя способами.

Первый способ заключается в производстве (адаптации) оборудования ветряных и солнечных электростанций в соответствии с техническими условиями, подготовленными Системным оператором ЕЭС России.

Применение вышеуказанного способа обосновывается тем, что подключение генерирующего оборудования электростанции осуществляется к заранее определенному месту в электрической сети. В этом случае, задание диапазонов изменения координат характерных точек *LVRT*-характеристики осуществляется проектировщиками на основе моделирования нормативных возмущений согласно «Методическим указаниям по устойчивости энергосистем» в соответствии с фактическими временами срабатывания релейной защиты примыкающей электрической сети. При этом *LVRT*-характеристика строится таким образом, чтобы при нормативных возмущениях в электрической сети устойчивость генерирующего оборудования не нарушалась. Эти граничные условия будут передаваться изготовителю оборудования в качестве обязательных для исполнения.

Второй способ заключается в модернизации релейной защиты примыкающей электрической сети с обязательным использованием основных защит для всех критически важных присоединений, а также, в отдельных случаях, в замене дальнего резервирования на ближнее резервирование для необходимого количества элементов примыкающей к ветряной или солнечной электростанции электрической сети.

В качестве основной защиты могут быть использованы дифференциальная защита линии, дифференциально-фазная защита или защита с высокочастотной блокировкой, при этом важным является обеспечение нормативного времени ликвидации повреждения (короткого замыкания).

Модернизация релейной защиты, примыкающей к ветряной или солнечной электростанции электрической сети, позволяет обеспечить соответствие релейной защиты *LVRT*-характеристике оборудования, сконструированного согласно требованиям иностранного системного оператора. Однако, затраты на модернизацию релейной защиты с учетом установленной мощностью электростанции могут быть неоправданно высоки.

Выводы

Интеграция в ЕЭС России ветряных и солнечных электростанций, скомпонованных на основе существующего генерирующего оборудования, может быть сопряжена с определенными трудностями, в том числе в виду особенностей организации в ЕЭС России релейной защиты распределительной сети.

Возможное решение может заключаться в адаптации оборудования ветряных и солнечных электростанций к условиям работы в ЕЭС России. Для этого необходимы специальные технические условия, которые должны разрабатываться на этапе проектирования электростанций и передаваться производителю оборудования в качестве обязательных к исполнению.

Альтернативный метод заключается в глубокой модернизации релейной защиты примыкающей электрической сети, направленной на обеспечение соответствия длительности ликвидации всех видов нормативных повреждений имеющимся *LVRT*-характеристикам.

Указанные проблемы должны найти решение при разработке нормативных требований к устойчивости ветряных и солнечных электростанций, работающих в составе ЕЭС России.

Список использованных источников

1. ENTSO-E «Network Code for Requirements for Grid connection applicable to all Generators». 2013.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.
3. Правила устройства электроустановок. Издание 7. Утверждены Приказом Минэнерго России от 20.05.2003 № 187.

Воробьев Виктор Станиславович, начальник службы релейной защиты и автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: vvs@so-ups.ru

Герасимов Андрей Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора – директор департамента системных исследований и перспективного развития Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gerasimov@ntcees.ru

Жуков Андрей Васильевич, канд. техн. наук, заместитель директора по управлению режимами ЕЭС Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: zhukov@so-ups.ru

Лисицын Андрей Андреевич, заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: lisitsyn@ntcees.ru

Смирнов Андрей Николаевич, канд. техн. наук, заведующий отделом электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smirnov_a@ntcees.ru

Шескин Евгений Борисович, канд. техн. наук, заместитель заведующего отделом электроэнергетических систем, заведующий лабораторией исследования электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sheskin_e@ntcees.ru

Суворов Евгений Сергеевич, инженер лаборатории исследования электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: suvorov@ntcees.ru

УДК 621.316.91

В. О. Гончаров, Н. В. Коровкин, С. И. Кривошеев

Методика оценки молниестойкости элементов ветроэнергетических установок из композитных материалов

Композитные материалы все чаще находят применение в энергетике, в частности, при изготовлении лопастей ветрогенераторов. Лопасти и башни ветрогенераторов подвержены разрушающему действию ударов молнии, поэтому актуальной задачей является повышение их молниестойкости. Для моделирования растекания тока молнии по лопасти и при испытаниях естественно применять форму импульса, близкую к току реальной молнии. Эксперименты показывают, что действие реального тока молнии значительно отличается от действия стандартизованных форм импульсов тока молнии. Кроме того, получение достоверной модели действия тока молнии на ветрогенератор требует учета динамического сопротивления заземляющего устройства (ЗУ) ветрогенератора. Механическое воздействие импульса тока молнии весьма кратковременно. Свойства композитных материалов при воздействиях длительностью в единицы-десятки микросекунд изучены мало. Поэтому разработка новых подходов к измерению характеристик композитных материалов при кратковременных воздействиях, рассматриваемая в статье, также актуальна. В настоящей статье приведены схема и параметры генераторов импульсных токов, воспроизводящих токи молнии, близкие к реальным при их действии на фрагменты углепластиковых лопастей ветрогенераторов. Приведены экспериментальные и полученные математическим моделированием зависимости токов от времени.

Ключевые слова: генератор импульсов, ветрогенератор, молниестойкость, композитные материалы.

Введение

Первый генератор электричества, использующий энергию ветра, был построен в 1887 году в Шотландии [1]. С тех пор ветроэнергетика получила широкое применение: в 2016 году объем вырабатываемой ветрогенераторами электроэнергии в Европе составил ~300 ТВт·ч – около 10% всей потребленной электроэнергии [2].

Современные ветроэнергетические установки (ВЭУ) достигают 300 метровой высоты и подвержены частому воздействию ударов молнии [3]. При этом имеется тенденция смещения расположения генераторов (ветряных ферм) в удаленные места, такие как оффшорные зоны морского побережья и гористые местности. Это оправдано экологически, но увеличивает стоимость обслуживания и, особенно, стоимость ремонтных работ. Поэтому проектирование ветрогенераторов должно обеспечивать их достаточную молниестойкость, минимизируя затраты на ремонт. Основными элементами, которые подвергаются ударам молний, являются лопасти, обтекатель, гондола и башня ВЭУ. По статистике [4], большинство ударов молний приходится на лопасти ветрогенератора, при этом более 60% ударов приходится на последний метр их длины, и более 90% – на последние четыре метра их длины.

Лопасти современных ветрогенераторов изготавливаются из композитных материалов и, согласно стандарту МЭК, молниезащита ВЭУ должна быть рассчитана

на воздействие первого короткого положительного удара молнии с временными параметрами 10/350 мкс и пиковым током от 100 до 200 кА в зависимости от уровня молниезащиты [5]. Тем не менее, наблюдаются случаи разрушения лопастей ВЭУ молниевыми разрядами [6]. Поэтому целесообразность использования импульса с указанным временными параметрами для тестирования уже неоднократно ставилась под сомнение [7]. Следовательно, необходимо совершенствование методик проектирования и испытания элементов ВЭУ.

Авторы выполнили данную работу в рамках международного проекта при участии Швейцарского технологического института г. Лозанны и Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (идентификатор проекта RFMEFI58416X0019). В задачи проекта входит получение параметров реального удара молнии, учет динамических свойств заземляющего устройства (ЗУ) ВЭУ, воссоздание наблюдаемых явлений в лабораторных устройствах и разработка рекомендаций по предотвращению повреждения элементов ветрогенераторов, изготовленных из композитных материалов.

1. Отличие стандартизованных характеристик молнии от реальных

Корректное определение тока канала молнии имеет большое значение, поскольку большинство работ, посвященных рассмотрению электромагнитных эффектов молнии, основываются на тех или иных предположениях о токе канала молнии. Ток молнии может быть получен путем непосредственных измерений при помощи специально оборудованных башен, или в результате измерений искусственно инициируемых молний [8]. Его приближенные оценки могут быть получены из эмпирических [9] и теоретических соотношений между параметрами молнии и генерируемым электромагнитным полем [10, 11].

МЭК регламентирует максимальные значения параметров молнии, которые следует учитывать при проектировании ВЭУ. Основные параметры для разных типов воздействия представлены в табл. 1. Также стандарт МЭК регламентирует, что при расположении ВЭУ в местах с большим числом воздействий молнии уместно повышение уровня молниезащиты относительно заряда вспышки выше максимально обозначенного. При этом конкретно нет указаний, на какую величину заряда вспышки должна быть рассчитана система молниезащиты.

Стандартизованные параметры молнии будем сравнивать с экспериментальными данными, полученные при помощи измерительной башни на станции Сантис, оборудованной современными измерительными установками и системой удаленного мониторинга. В течение года башня испытывает более 100 ударов молнии и представляет собой уникальное сооружение для проведения точных измерений параметров молнии. С начала работы станции в 2010 г. было успешно зафиксировано более 500 ударов молнии. Это крупнейший массив данных о восходящих молниях, характерных для сооружений подобной высоты [12].

На рис. 1 представлены форма тока молнии и кривая суммарного перенесенного заряда. Пиковое значение тока составляет 25 кА, а суммарный перенесенный заряд 913 Кл, что значительно превышает стандартизованную величину в 300 Кл для

I уровня молниезащиты, а пиковый ток, напротив, существенно меньше стандартизованных величин. Это не единичное наблюдение – в более чем 25% случаев в результате воздействия молнии был передан заряд более 500 Кл [13]. Это различие в параметрах воздействий может привести к значительным расхождениям результатов при проведении испытаний и моделировании.

Таблица 1

**Максимальные значения параметров молнии
в зависимости от уровня молниезащиты согласно МЭК [5]**

Вид воздействия молнии	Параметр тока	Размерность	Уровень молниезащиты			
			I	II	III	IV
Первый короткий положительный удар	Пиковый ток	кА	200	150	100	
	Временные параметры	мкс/мкс	10/350			
Первый короткий отрицательный удар	Пиковый ток	кА	100	75	50	
	Временные параметры	мкс/мкс	1/200			
Последующий короткий удар	Пиковый ток	кА	50	37,5	25	
	Временные параметры	мкс/мкс	0,25/100			
Длинный удар	Заряд	Кл	200	150	100	
	Временной параметр	с	0,5			
Вспышка	Заряд	Кл	300	225	150	

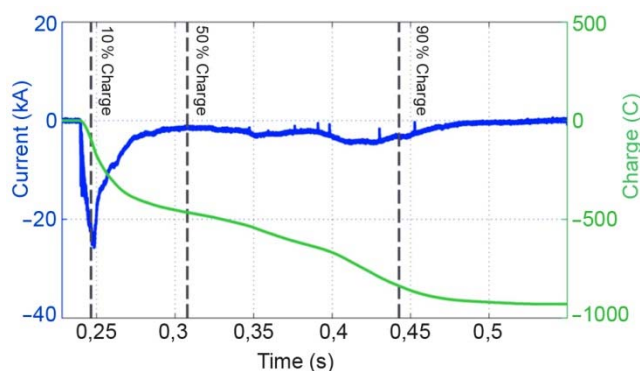


Рис. 1. Ток молнии и перенесенный заряд [13]

проводящие элементы, то они обеспечат быстрый перенос тока от места (пятна) удара молнии на периферию (от места удара молнии). Площадь пятна нагрева от тока молнии будет быстро увеличиваться, соответственно, средняя плотность тока δ в нем будет снижаться. Уменьшение средней плотности тока δ приведет к тому, что температура пятна будет возрастать относительно медленно. Максимальная температура пятна может быть ограничена надлежащим выбором шага

На фронте воздействия импульса тепловое воздействие будет в основном зависеть от пикового значения тока. Поскольку скорость изменения тока велика, распределение тока по поверхности и объему композитного материала происходит при ярко выраженном поверхностном эффекте. Поэтому, если в конструкции лопасти ВЭУ заложены

проволочной сетки, заложенной в конструкцию лопасти ВЭУ и диаметра ее проволоки. Таким образом, опасность возникновения повреждений лопасти ветрогенератора действием фронта удара молнии может быть значительно снижена или даже исключена.

Большая по сравнению со стандартом величина переносимого заряда означает, что кривая реального тока молнии имеет длящуюся сотни миллисекунд медленно спадающую часть амплитудой в сотни ампер. В данных условиях поверхностный эффект проявляется слабо. Поэтому этот ток неэффективно захватывает для своего протекания соседние области и стекает по крылу вниз, образуя пятно нагрева, форма которого близка к параболической (парабола «хвостами» вниз с вершиной в месте удара молнии). Плотность тока относительно медленно спадает от места удара молнии. Соответственно, вблизи пятна создаются условия для повышения температуры. Процесс протекания медленно затухающего тока длится до следующего импульса тока (число импульсов тока в реальном молниевом разряде может составлять десятки). Таким образом, температура пятна будет значительно превышать результаты, полученные с использованием стандартизованных параметров тока молнии.

2. Создание генератора, воспроизводящего параметры реального импульса молнии

Важной задачей для экспериментального изучения отмеченных выше различий стандартизованного и реального токов молнии является создание генератора импульсов, с помощью которого возможно воспроизведение наблюдаемых процессов разрушения элементов лопастей ВЭУ. Основными требуемыми параметрами генератора импульсных токов являются следующие:

- обеспечение электрического пробоя образца с образованием в канале разряда;
- обеспечение протекания по каналу разряда импульса тока с требуемым характером изменения во времени при достижении следующих интегральных характеристик:
 - ♦ амплитуда тока разряда – 20–40 кА при длительности воздействия порядка 50 мкс;
 - ♦ наличие продолжительной по времени фазы протекания тока силой в несколько кА с миллисекундной длительностью;
 - ♦ интегральная величина заряда, прошедшего через канал разряда – до тысячи кулон.

Реализация данных требований в лабораторных условиях является технически сложной и дорогостоящей задачей. Мы предлагаем использовать две имеющиеся установки в качестве генератора тока. Одна из них является генератором импульсных напряжений с максимальным напряжением 600 кВ и ударной емкостью 50 нФ. Другая установка – генератор импульсных токов с рабочим напряжением 5 кВ и емкостью 43 мФ (запасаемая энергия – 540 кДж, заряд 216 Кл). Наиболее перспективно использование генератора импульсных токов с использованием дополнительного формирующего модуля, позволяющего сформировать требуемый импульс воздействия. Эквивалентная схема контура разряда представлена на рис. 2.

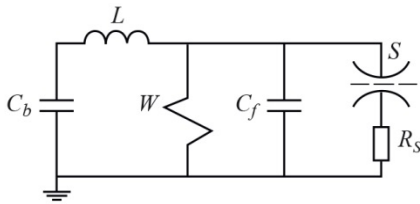


Рис. 2. Схема установки для формирования импульса тока

Элементами формирующего модуля являются: накопительная индуктивность $L = 100$ мкГн, формирующая емкость C_f (27 мкФ 50 кВ), состоящая из девяти параллельно включенных импульсных конденсаторов ИК-50-3, размыкатель тока W (взрывааемый проводник) и блок из двух последовательно включенных управляемых псевдоискровых разрядников ТДИ 25/150 (на схеме – S).

Работа установки происходит следующим образом. При включении коммутаторов генератора импульсных токов (на схеме не показаны) происходит накопление энергии в индуктивности L . Процесс накопления энергии прекращается после размыкания тока в цепи взрывааемого проводника W . Параметры проводника подбираются таким образом, чтобы его взрыв произошел через 700 мкс после начала процесса.

При взрыве проводника напряжение на формирующей емкости достигает величины 25–30 кВ, после чего включается блок разрядников S (примерно через 30 мкс после взрыва проводника). Разряд формирующей емкости на образец R_s генерирует в нем импульс тока с амплитудой около 50 кА с длительностью по полувысоте примерно 30 мкс. После этого ток в образце поддерживается за счет энергии, оставшейся в конденсаторах генератора импульсных токов.

Спад тока происходит с постоянной времени, определяемой емкостью батареи конденсаторов и сопротивлением образца. При выбранном в расчете его ориентировочном значении 0,5 Ом постоянная времени составляет около 20 мс. Расчетные осциллограммы токов и напряжений приведены на рис. 3.

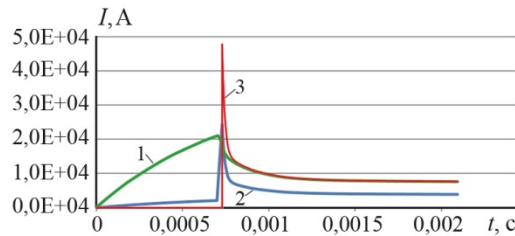


Рис. 3. Осциллограммы токов и напряжений:
1 – ток в накопительной индуктивности;
2 – напряжение на входе разрядника;
3 – ток в образце

При проведении экспериментов выполняется изменение зарядного напряжения батареи, параметров взрывааемого проводника и времени задержки срабатывания разрядников, чем обеспечивается подбор заданных параметров импульса тока реальной молнии.

3. Влияние заземляющих устройств на действие тока молнии

Рассмотренные ранее параметры тока молний были получены из результатов измерений, проведенных в специально оборудованной башне Сантис. Данное сооружение обладает весьма качественным заземляющим устройством (ЗУ), которое позволяет не учитывать его влияние на форму измеряемого тока молнии. ЗУ ветрогенераторов обладают относительно худшими частотными характеристиками. Следует ожидать, что импульсные характеристики ЗУ реальной ВЭУ окажет влияние на форму тока в лопасти и характер его растенения.

В рамках одного из крупнейших экспериментов последнего времени исследовалось сопротивление заземления и прилегающего грунта при пропускании тока

амплитудой 85 кА при помощи емкостного накопителя энергоемкостью 4 МДж [15]. В результате проведенных опытов исследователи наблюдали снижение во времени эквивалентного сопротивления при импульсном воздействии. По кривым тока и напряжения, представленным на рис. 4 видно, что сопротивление заземления имеет индуктивный характер, что подтверждается и другими авторами [14]. Следовательно, электромагнитные параметры ЗУ влияют на длительность фронта волны и на характер спадающей части тока молнии.

Нами предлагается включить учет характеристик ЗУ ветрогенераторов в методику оценки качества молниезащиты. Как показывают исследования, присутствие элементов конструкции ветрогенератора не оказывает влияния на измерение переходного сопротивления ЗУ ВЭУ при частотах до 150 кГц [16]. Поэтому определение характеристик ЗУ возможно проводить после установки фундамента и до монтажа основной части конструкции ВУЭ. Экспериментальная часть таких измерений достаточно проработана. По переходной характеристике ЗУ $Z(t)$, можно получить кривую напряжения $u(t)$:

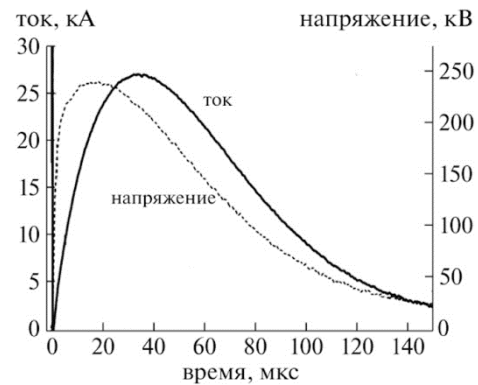


Рис. 4. Осциллограммы тока и напряжения [13]

$$u(t) = \int_0^t i'(x) Z(t-x) dx. \quad (1)$$

Здесь $u(t)$ — напряжение на заземлителе; $i(t)$ — ток молниевых разряда, измеренный на башне Сантис; $Z(t)$ — переходная характеристика ЗУ, полученная для ЗУ конкретной ВЭУ. Предполагается также, что в начальный момент времени ток равен нулю. Напряжение $u(t)$ следует вычитать из общего напряжения на лопасти при молниевом разряде. Соответственно, его учет, или, что то же, учет частотных свойств ЗУ, несколько изменит (уменьшит амплитуду, сгладит фронты) и ток, протекающий по лопасти. Эту «положительную», в целом, добавку также следует учесть, чтобы необоснованно не ужесточать требования по молниестойкости лопастей.

Рассмотрим далее, как может быть выполнен учет $Z(t)$ в эксперименте и при моделировании.

Для учета характеристик ЗУ необходимо получить его схему замещения, что представляет собой обратную задачу. Их решению посвящен ряд работ [17, 18]. Решение задачи в настоящей постановке, как показывает наш опыт, удобнее выполнять в частотной области. Частотная характеристика искомой схемы замещения должна быть близкой к исходной в заданном частотном диапазоне. Так как исходный эксперимент выполняется во временной области, выполним переход от $Z(t)$ к $Z(\omega)$. Для получения частотной характеристики заземлителя воспользуемся дискретным преобразованием Фурье:

$$X_k = \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-j \frac{2\pi}{N} kn}, \quad (2)$$

где X_k – значение спектра сигнала в точке ω_k ; x_n – значение сигнала в момент времени t_n ; N – количество отсчетов; f_k – k -я частота спектра.

С помощью преобразования (2) в частотную область переводятся экспериментальные кривые тока и напряжения. Далее получаем:

$$Z_k(\omega_k) = Z_k = \frac{U_k}{I_k}, \quad (3)$$

где Z_k – требуемая функция $Z(\omega)$ в дискретных точках ω_k , $k = \overline{0, N-1}$; U_k , I_k – амплитуды гармоник напряжения и тока соответственно.

Задача выбора схемы замещения может быть разделена на задачу определения структуры схемы замещения (задача структурного синтеза) и задачу определения параметров схемы известной структуры (задача параметрического синтеза). Первая из задач состоит в выборе графа схемы, состава элементов каждой ветви. В качестве исходной информацией для решения предлагается использование резонансных точек частотной характеристики $Z(\omega)$. Свойства этих точек (являются ли они локальным минимумом или локальным максимумом описываемой функции) определяет вид резонанса (параллельный, последовательный). По этим точкам можно синтезировать чисто реактивную цепь с тем же числом и с той же последовательностью резонансов. Для чисто реактивной цепи известно общее выражение для входного сопротивления:

$$x_{\text{вх}} = A \frac{(\omega^2 - \omega_1^2)(\omega^2 - \omega_3^2) \cdots (\omega^2 - \omega_{2n-1}^2)}{\omega(\omega^2 - \omega_2^2)(\omega^2 - \omega_4^2) \cdots (\omega^2 - \omega_{2n-2}^2)}, \quad (4)$$

где четные (полюсы) и нечетные (нули) резонансные частоты соответствуют параллельным и последовательным резонансам. Выражение (4) с учетом того, что полюсы и нули $x_{\text{вх}}(\omega)$ чередуются [19], позволяет получить структуру схемы. Этот весьма простой подход позволяет в первом приближении получить решение задачи структурного синтеза. Разумеется, подход предполагает, что вид экспериментальных частотных характеристик достаточно прост и они имеют 1-2 минимума и 1-2 максимума. Практика измерений частотных характеристик ЗУ, показывает, что это условие с избытком выполняется для всех измеренных нами характеристик ЗУ. Ниже рассматривается построение схемы замещения для наиболее сложной из имеющихся у нас частотной характеристики.

Рассмотрим построение схемы замещения, имеющей экспериментальную частотную характеристику, представленную рис. 5 (кривая 1, 3 максимума, 2 минимума). Кривая 2 на рис. 5 – частотная характеристика чисто реактивной цепи, схема которой представлена на рис. 6. Эта схема построена в соответствии с (4), а параметры ее определены аналитически (формулы определения довольно громоздки и поэтому не приводятся, к тому же их вывод – хорошо формализованная задача, не представляющая научного интереса). Можно видеть полное совпадение резонансных частот синтезированной схемы.

Далее чисто реактивная схема дополняется резисторами (рис. 7) и решается задача параметрического синтеза. В качестве критерия оптимальности решения принимаются такие значения параметров, при которых обеспечивается минимум интеграла

$$T = \sqrt{\frac{1}{\omega_{N-1} - \omega_0} \int_{\omega_0}^{\omega_{N-1}} (z_1(\omega) - z_2(\omega))^2 d\omega} \xrightarrow{P} \min, \quad (5)$$

где $z_1(\omega)$ – экспериментальная характеристика ЗУ; $z_2(\omega, P)$ – характеристика схемы замещения; P – вектор параметров схемы (вектор варьируемых параметров).

Результаты решения (5) показаны на рис. 5, кривая 3. Для решения задачи параметрического синтеза использовался генетический алгоритм [20–22].

Полученная схема, моделирующая частотные свойства ЗУ, включается последовательно с генератором импульсов, обеспечивая большую адекватность результатов эксперимента или моделирования реальным процессам. Учет влияния частотных свойств ЗУ позволяет несколько снизить крутизны токов и, в целом, повысить точность моделирования в эксперименте и на расчетных моделях.

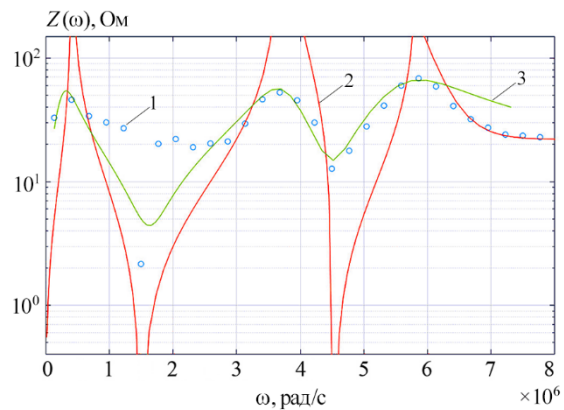


Рис. 5. Исходная частотная характеристика и частотная характеристика схемы замещения

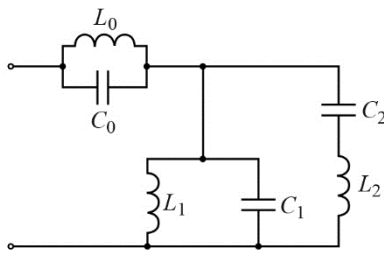


Рис. 6. Схема замещения, полученная в результате решения задачи структурного синтеза

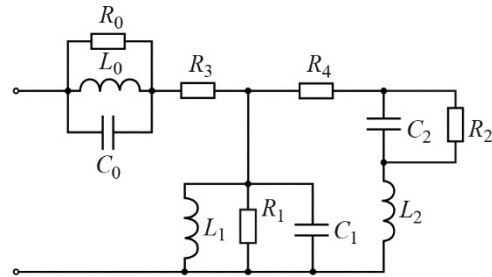


Рис. 7. Схема замещения, полученная в результате решения задачи параметрического синтеза

4. Оценка устойчивости элементов к ударно-волновому механическому воздействию

Импульсное энерговыделение при ударе молнии сопровождается не только большой токовой нагрузкой, но и интенсивным ударно-волновым нагружением элементов конструкции вблизи пятна входа тока молнии. Действие на композитные материалы коротких (десятки микросекунд) импульсов изучено мало, недостаточно также данных по характеристикам этих материалов при коротких воздействиях.

Для исследования характеристик материала в условиях ударно-волнового механического воздействия применим разработанный нами магнитно-импульсный способ.

При протекании тока по расположенным вблизи друг от друга токоведущим элементам, последние испытывают на себе действие механической силы, обусловленной взаимодействием протекающего по ним тока с создаваемым этим же током магнитным полем. В [23] показано, что для плоских параллельных шин, разделенных зазором h много меньшим их ширины b , можно пренебречь краевым эффектом и считать распределение тока I и магнитного поля в зазоре близким к равномерному. В этом случае магнитное давление $P_m(t)$, действующее на шины со стороны зазора определяется выражением:

$$P_m = \frac{1}{2} \frac{I}{b} B = \frac{1}{2} H \mu H = \frac{B^2}{2\mu}, \quad (6)$$

где B и $H(t)$ – индукция и напряженность магнитного поля соответственно;

$$\mu = \mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ Гн/м.}$$

В случае равномерного токораспределения по шинам шириной b параметры импульса давления, действующего на них, однозначно связаны с параметрами импульса тока и определяется выражением (6). В этом случае сложная задача измерения импульса давления сводится к простой процедуре измерения импульса тока [24]. Схема генератора импульсных токов, работающего на плоские шины в симметричной схеме нагружения образцов, приведена на рис. 8. Для решения задачи формирования одиночных импульсов давления в цепь протекания тока устанавливаются сопротивления с нелинейными характеристиками из вилита, тервита и окиси цинка [25, 26].

Определение предельных разрушающих нагрузок позволяет определить динамическую характеристику материала – время накопления энергии. При этом схемы нагружения с использованием образцов с макродефектами типа трещин требуют существенно меньших амплитуд воздействующего импульса давления. Для проведения экспериментов по импульсному нагружению разработан генератор импульсных токов, позволяющий получить в индуктивной нагрузке до 20 нГн униполярный импульс тока с амплитудой до 600 кА длительностью около 4 мкс, что соответствует импульсу давления до 2000 МПа. Измерения импульсного тока производятся с помощью пояса Роговского с RC-интегратором. Параметры нагрузочного устройства выбраны по рекомендациям [24]. Оно выполнено из медной шины толщиной 0,25 мм шириной 10 мм.

Рассмотренный магнитно-импульсный способ исследования механических характеристик композитных материалов позволяет получать требуемые характеристики при коротких воздействиях, типичных для ударов молнии в лопасть ВЭУ. При коротких воздействиях в большей мере проявляется хрупкость композитного материала, что представляет опасность для целостности лопасти. Соответственно образцы композитных материалов целесообразно испытывать предлагаемым способом.

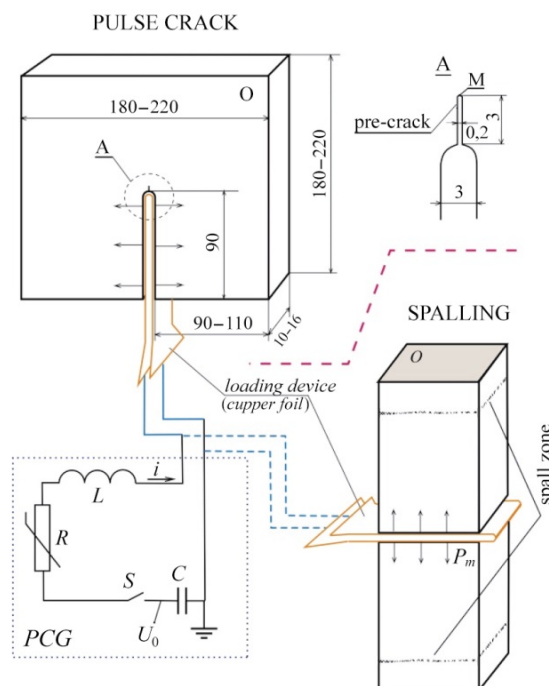


Рис. 8. Схема установки и схемы нагружения:

C, L – накопительная емкость и собственная индуктивность генератора импульсных токов;

S – высоковольтный коммутатор; R – нелинейное сопротивление;

O – исследуемый образец. (все размеры в мм)

Выводы

Описана усовершенствованная методика по проведению высоковольтных испытаний конструктивных элементов ветрогенераторов и по оценке их стойкости к тепловому и механическому воздействию тока молнии. Методика учитывает экспериментальные осциллограммы токов молнии, а также влияние заземляющих устройств на растекание тока.

Показано, что стандартизованные виды воздействия не отражают реальных параметров молнии. Испытания на устойчивость к разряду молнии композитных материалов для лопастей ветрогенераторов следует проводить на специально созданных экспериментальных установках. Генераторы импульсных токов этих установок должны воспроизводить экспериментально подтвержденные формы импульсов тока, имеющих длительную медленно спадающую часть.

Список литературы

1. Price T. J. James Blyth - Britain's First Modern Wind Power Engineer – Wind Eng., vol. 29, no. 3, pp. 191–200, May, 2005.
2. Wind in power. – 2016 European statistics, Feb., 2017.
3. Smorgonskiy A., Rachidi F., Rubinstein M., Diendorfer G., Schulz W., Korovkin N. A new method for the estimation of the number of upward flashes from tall structures. – 2011. International Symposium on Lightning Protection. 2011, pp. 97–100.

4. Garolera A. C., Madsen S. F., Nissim M., Myers J. D., Holboell J. Lightning Damage to Wind Turbine Blades From Wind Farms in the U.S. – IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 31, Issue 3, June 2016, pp. 1043–1049.
5. IEC 61400-24 Ed.1.0: Wind turbines – Part 24: Lightning protection. – IEC, June 2010.
6. Plumer A. Laboratory Test Results and Natural Lightning Strike Effects: How Well do they Compare? // 31st International Conference on Lightning Protection (ICLP), Vienna, Austria, 2012.
7. Glushakow B. 10/350 Lightning Test Waveform in Focus. 2011 International Symposium on Lightning Protection (XI SIPDA), Fortaleza, Brazil, October 3–7, 2011.
8. Rachidi F., Rubinstein M., Guerrieri S., Nucci C. A. Voltages induced on overhead lines by dart leaders and subsequent return strokes in natural and rocket-triggered lightning. – IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, Vol. 39, No. 2, May 1997, pp. 160–166.
9. Rakov V. A., Thottappillil R., Uman M. A. On the empirical formula of Willett et al. relating lightning return-stroke peak current and peak electric field // Journal of Geophysical Research, vol. 97, 1992, pp. 11527–11533.
10. Rachidi F., Thottappillil R. Determination of lightning currents from far electromagnetic fields // Journal of Geophysical Research, vol. 98, 1993, pp. 18315–18320.
11. Bermudez J. L., Rachidi F., Janischewskyj W., Shostak V., Rubinstein M., Pavanello D., Hussein A. M., Chang J. S., Nucci C. A., Paolone M. Far-field – Current relationship based on the IL model for lightning return strokes to elevated strike objects. – IEEE Transactions on EMC, vol. 47, no. 1, 2005, pp. 146–159.
12. Romero C., Rachidi F., Paolone A., Rubinstein M. Statistical Distributions of Lightning Current Parameters Based on the Data Collected at the Săntis Tower in 2010 and 2011. – IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 28, No. 3, July 2013, pp. 1804–1812.
13. Romero C., Rubinstein M., Rachidi F., Paolone M., Rakov V. A., Pavanello D. Some Characteristics of Positive and Bipolar Lightning Flashes Recorded on the Săntis Tower in 2010 and 2011. ICLP 2012.
14. Yamamoto K., Yanagawa S., Yamabuki K., Sekioka S., Yokoyama S. Analytical Surveys of Transient and Frequency-Dependent Grounding Characteristics of a Wind Turbine Generator System on the Basis of Field Tests. – IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, No. 4, 2010, pp. 3035–3043.
15. Смирнов В. П., Фортков В. Е., Быков Ю. А., Ермолаев В. А. и др. Распространение тока с амплитудой до 85 кА в грунте на расстояние в десятки метров. – Физика плазмы, т. 42, № 2, 2016. – С. 172–181.
16. Smorgonskiy A., Mora N., Rachidi F., Rubinstein M., Sheshyekani K., Korovkin N. Measurements of Transient Grounding Impedance of a Wind Turbine at Mont-Crosin Wind Park. – 2015 Asia-Pacific Symposium on EMC, May 2015, pp. 424–427.
17. Adalev, A.S., Korovkin, N.V., Hayakawa, M. Using linear relations between experimental characteristics in stiff identification problems of linear circuit theory / 2008 IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers, Vol. 55, No 5, 2008, pp. 1237–1247.

18. *Adalev A. S., Hayakawa M., Korovkin N. V.* Identification of electric circuits: Problems and methods of solution accuracy enhancement / 2005 IEEE International Symposium on Circuits and Systems, Vol. 2, 2005, pp. 980–983.
19. *Демирчян К. С., Нейман Л. Р., Коровкин Н. В.* Теоретические основы электротехники: Учебник для вузов. 5-е изд. Т. 2. – СПб : Питер, 2009. – 432 с.
20. *Korovkin N. V., Chechurin V. L., Hayakawa M.* Inverse Problems in Electric Circuits and Electromagnetics. Springer, 2007.
21. *Адалев А. С., Боронин В. Н., Коровкин Н. В., Чечурин В. Л.* Обратные задачи в электротехнике // Известия Академии электротехнических наук РФ. 2008, № 1. – С. 12–28.
22. *Коровкин Н. В., Потиев А. А.* «Использование генетического алгоритма для решения электротехнических задач». Электричество, 2002, № 11. – С. 2–15.
23. *Shneerson G. A.* Fields and Transients in Superhigh Pulse Current Device. – Nova Science Publishers, Inc., New York, 1997, p. 560.
24. *Снарский А. А., Пальти А. М., Ащеулов А. А.* Анизотропные термоэлементы (обзор). ФТП. – 1997. – Т. 31. – № 11. С. 1281–1298.
25. *Krivosheev S. I., Adamian Yu. E., Vasilevsky V. M., Nenashev A. P.* The pulsed current generator for microsecond duration pressure pulse generation // Proc. of 1-st international congress on radiation physics, high current electronics and modification of materials. Tomsk, Russia, 24–29 September 2000, Vol. 2, p. 259–262.
26. Техника больших импульсных токов и магнитных полей / Под ред. В. С. Камелькова. – М.: Атомиздат, 1970. 472 с.

Гончаров Валерий Олегович, аспирант кафедры «Теоретическая электротехника и электро-механика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: Valeriy.Goncharov@me.com

Коровкин Николай Владимирович, д-р техн. наук, профессор, научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»), заведующий кафедрой «Теоретическая электротехника и электромеханика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: Nikolay.Korovkin@gmail.com

Кривошеев Сергей Иванович, д-р техн. наук, профессор кафедры «Техника высоких напряжений, электроизоляционная и кабельная техника» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: ksi.mgd@gmail.com

УДК 621. 311.1

Л. К. Осика

Концепция интеллектуальной электрической сети в контексте научно-технических достижений в области устройства электроэнергетических систем и направлений их развития

Рассмотрены причины возникновения и трансформация концепции интеллектуальной электрической сети (Smart Grid) в России и в других промышленно развитых странах. Показано место этого объекта в архитектуре электроэнергетических систем; сделан вывод о невозможности рассматривать его в качестве научно-технического продукта или результата выполнения специального проекта, в том числе национального масштаба. Обоснована необходимость эволюционного подхода к развитию интеллектуальных характеристик ЕЭС России из современного её состояния.

Ключевые слова: электроэнергетика, электроэнергетическая система, интеллектуальная электрическая сеть (Smart Grid), оперативно-диспетчерское управление.

Эффективное внедрение научно-технических достижений в той предметной области, которую в международной практике называют «Smart Grid», а в России – «интеллектуальная¹ электрическая сеть» (или просто – «интеллектуальная сеть») [1, 2], возможно только в случае согласия большинства специалистов и руководителей отраслевых организаций, а также достаточно широкого круга заинтересованной непрофессиональной общественности в отношении самого объекта исследований и дискуссий, которые слишком часто становятся спекуляциями на общие темы или средством увеличения продаж самых разнообразных товаров и услуг. При этом без доказательств принимается утверждение о том, что *сама Smart Grid (интеллектуальная сеть) является научно-техническим или инновационным продуктом, достижением, воплотившим в законченном виде уникальные научно-технические результаты²*.

Исходя из системной логики, очевидно, что в первую очередь следует добиться взаимопонимания в отношении облика (устройства) данного объекта как техноло-

¹ Речь идет, разумеется, об искусственном интеллекте – моделируемом (искусственно воспроизводимом) с помощью технических средств мышлении человека для достижения целей им же созданной технологической системы.

² Согласно Федеральному закону от 23.08.1996 № 127-ФЗ «О науке и государственной научно-технической политике», научный и (или) научно-технический результат – продукт научной и (или) научно-технической деятельности, содержащий новые знания или решения и зафиксированный на любом информационном носителе, а научная и (или) научно-техническая продукция – научный и (или) научно-технический результат, в том числе результат интеллектуальной деятельности, предназначенный для реализации.

гической системы (ТС), его связей с иными подобными сущностями, с надсистемой и подсистемами, что полностью определяется целями функционирования объекта и возможными способами их достижения в условиях внешних ограничений различной природы. В рассматриваемом случае мы имеем дело с ситуацией, когда понятна достаточно тривиальная структура Smart Grid (как и любой электрической сети), которая состоит из хорошо известных классов устройств и оборудования (в том числе с применением силовой электроники), объектов электросетевого хозяйства. Понятны общие и также давно ставшие тривиальными методы управления её режимами (с применением систем регулирования частоты, напряжения, релейной защиты и автоматики), известны достигнутые и прогнозируемые свойства коммуникационных систем и информационных технологий (ИТ), применяемых в электроэнергетике. Однако, несмотря на возможность охарактеризовать каждый физический или виртуальный элемент интеллектуальной сети в отдельности и описать его свойства остаётся не выясненным ряд ключевых вопросов, связанных с объединением этих элементов и превращением полученной «суммы» в объект – сущность более высокого порядка (за исключением режимного поведения этого объекта, которое описывается разработанными ещё в прошлом веке моделями практически любой разумной степени приближения к оригиналу). Вот главные из них в порядке актуальности:

- какое место будет занимать новый (и новый ли?) объект в сложившихся архитектурах электроэнергетических систем (ЭЭС), в частности в ЭЭС России?
- какие он будет иметь новые (и новые ли?) свойства?
- как и когда он возникнет, как будет развиваться?
- какую роль в его создании и развитии будут играть прогнозируемые нетехнические внешние ограничения, в частности эволюционирующие рынки электроэнергии (мощности), рынки услуг по обеспечению системной надежности, выполняемые социальные функции, мнения общественности?

В данной статье делается попытка дать хотя бы качественные, не претендующие на завершённость ответы на поставленные вопросы исходя из имеющего опыта проектирования и развития ЭЭС в специфических условиях нашей страны, а также из здравого смысла, основанного на применении инновационных технологий в электроэнергетике, начиная с 90-х годов прошлого века.

Понятия «интеллектуальная энергетическая система» (ИЭС), «умная сеть», «интеллектуальная сеть¹» (Smart grid), «активно-адаптивная сеть (ААС)» [1–6] вошли в обиход сравнительно недавно, в последние 12–15 лет. Более того, в популярной литературе, в средствах массовой информации (СМИ) между ними практически никогда не делается сугубого различия. Можно спорить по поводу их определений, пытаться приспособливать самыми разными способами смысловые заимствования из иностранных источников к российским реалиям, но бесспорным остается одно: в нашей стране общество в целом приняло новую терминологию, и среди специалистов уже есть согласие по номенклатуре и характеристикам (хотя и не всем) соответствующих физических и виртуальных компонент обсуждаемых объектов [1, 2, 7–9].

¹ С ними связаны, как правило, понятия: «умные (интеллектуальные) измерения» (Smart metering), «умные приборы», «интеллектуальные потребители» и т. п.

ПАО «ФСК ЕЭС», инициировав в 2010 г. создание основополагающего документа высокого уровня «Концепции интеллектуальной энергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС)» [2] как отправной точки систематической деятельности по переходу к ИЭС, положило начало понятийному аппарату и методическим разработкам, связанным с интеллектуализацией электрических сетей в России¹. Следует, однако, иметь в виду, что в действующем законодательстве, в документах по стандартизации, в том числе в стандартах организаций субъектов электроэнергетики нашей страны, рассматриваемый набор понятий *нормативно не определен*.

Последним по времени значительным исследованием ИЭС стала выполненная в 2015–2016 гг. по заказу ФГБУ «РЭА» НИР на тему «Разработка научно-обоснованных предложений по формированию и реализации Национального проекта «Интеллектуальная энергетическая система России». Работа была выполнена коллективом авторитетных научных и учебных учреждений, в число которых входили ИНЭИ РАН и ВШЭ².

В зарубежных научно-технических источниках и СМИ под Smart Grid понимаются исключительно *распределительные* (Distribution) сети (в отличие от *передающих* (Transmission) [5, 6], или как принято иногда в отечественном обиходе – *питающих, магистральных* сетей) достаточно низких уровней напряжения (ниже ~ 20 кВ) с преобладанием источников генерации на основе ВИЭ небольшой мощности, а также «умными» потребителями³ (способными менять свою нагрузку рыночными или императивными способами). Фактически это *малые энергетические системы* [10, 11], по исторически сложившейся российской терминологии, причем принципиально не делается различие в отношении того, работает ли Smart Grid изолированно (в островном режиме) или она присоединена к передающей сети, а иногда – к мощным традиционным (Conventional) генерирующим источникам. Такой подход объясняется следующими обстоятельствами.

Для того чтобы избежать известных технологических трудностей при обеспечении надежного электроснабжения потребителей от массы распределенных и находящихся у разных собственников генерирующих источников небольшой мощности с плохо прогнозируемым (или вообще не поддающимся прогнозу в случае ВИЭ) графиком выдачи мощности в условиях либерализации рыночных отношений [12], в странах Европейского союза (ЕС) была придумана концепция «умной» (интеллектуальной) электрической сети (Smart Grid). Она состоит из обычных (пассивных и активных) объектов электросетевого хозяйства, но имеет систему управления, регулирующую баланс мощности между контролируемыми электростанциями и технологически присоединенными к ней потребителями в режиме «on-line» [13, 14], что фактически соответствует концепции оперативно-диспетчерского управления ЭЭС. Такая сеть должна «исправлять» полное или частичное отсутствие импера-

¹ Концепция была рассмотрена и одобрена на совместном заседании Научно-технического совета ПАО «ФСК ЕЭС» и Российской академии наук в октябре 2011 г. и утверждена решением Правления ПАО «ФСК ЕЭС» от 28.04.2012 № 1064/3. Основные положения Концепции ИЭС ААС были согласованы в 2012 г. с АО «СО ЕЭС».

² Источник – Минэнерго РФ, URL: <http://minenergo.gov.ru/node/5580>.

³ Российские аналогии – потребители с управляемой нагрузкой, покупатели с ценозависимым потреблением.

тивного планирования загрузки каждой малой электростанции и материальной ответственности её владельцев за исполнение диспетчерского (или торгового) графика и компенсировать отсутствие жестких требований к маневренности и регулированию качества электрической энергии в отношении малой распределенной генерации (МРГ). Этот искусственный приём делает подобную генерацию, включая электростанции, использующие ВИЭ, экономически очень привлекательной в глазах инвесторов, в том числе с ограниченными финансовыми возможностями¹, хотя имеются серьёзные технические проблемы с функционированием генерирующих агрегатов в аварийных режимах [15–17]. Отметим, что данная позиция основана на глубоко укоренившемся в странах с развитыми рыночными традициями общественном мнении о безусловном преимуществе рыночных отношений во всех без исключения отраслях национальной экономики, а также о необходимости любыми способами привлекать к конкуренции как можно большее число средних и малых предпринимателей (иногда даже в ущерб технологическим закономерностям, которые не известны широкой общественности, и здравому смыслу).

Ученые и специалисты в области электрических сетей и систем [5–9] пришли к заключению, что рассмотренные выше ключевые свойства Smart Grid при современном уровне развития техники могут быть реализованы с помощью накопителей электроэнергии и сетевых элементов на основе силовой электроники или электромашино-преобразовательных комплексов, объединенных под управлением специализированной автоматизированной системы, позволяющей оптимизировать работу МРГ (с учетом источников на основе ВИЭ) по выбранным критериям с учетом участия потребителей в процессе балансирования активной и реактивной нагрузки. Будущее интеллектуальное энергообъединение (Smart Grid), имеющее характер эталонного почти во всех публичных источниках, рассматривается, в основном, как изолированный объект небольшой мощности, имеющий один или несколько «опорных» питающих центров в виде крупных электростанций традиционных типов (ТЭС, АЭС, ГЭС) или не имеющий их вовсе [5–6]. В ряде случаев в качестве питающих центров рассматриваются шины достаточно мощных подстанций, принадлежащих, как правило, к передающей сети. Как и для чего связываются между собой эти «опорные» центры питания (в случае их включения в качестве элемента в Smart grid) и каковы их характеристики, как правило, никого не интересует, потому что такие вопросы лежат вне сферы популярного мелкого энергетического бизнеса, связанного с МРГ и ВИЭ и понятного даже непрофессионалам. Отметим, что в России электрические сети со свойством повышенной управляемости перетоками мощности и качеством электроэнергии (без указания причин конкретной необходимости их создания) стали называть активно-адаптивными: активные компоненты управляют перетоками, а адаптивные, вероятно, «подстраивают» режимы под возмущения со стороны потребителей и генерирующих источников.

Таким образом, в рамках вышеизложенного подхода к развитию электроэнергетики, являющегося для определённой категории лиц практически неписанным

¹ Несмотря на хорошо известный закон уменьшения удельных капитальных вложений и стоимости эксплуатации с увеличением единичной (установленной) мощности *однотипного* оборудования.

законом, Smart grid действительно становится идеологической и физической доминантой ЭЭС вплоть до уровня национального энергообъединения. В подобной модели ЭЭС превращается в совокупность высокоавтоматизированных самосбалансированных, равноправных в технологическом и рыночном смыслах муниципальных систем электроснабжения с рассредоточенными по всей распределительной сети низкого напряжения генерирующими источниками различной природы (предполагаемая целевая структура топливного баланса генерирующего комплекса – до 100 % ВИЭ), что вполне вписывается в «зеленую» энергетическую стратегию стран ЕС, поддерживаемую большинством населения. Такая структура децентрализованной и разукрупнённой электроэнергетики, в которой нет места не только единому национальному технологическому (системному) оператору, но зачастую и строгому централизованному технологическому управлению самой Smart Grid, дает возможность рассматривать последнюю в качестве мультиагентной¹ системы (МАС), широко пропагандировать мультиагентный принцип управления и вести в этой области многочисленные научные исследования [2]. Их научно-техническим результатам придаётся статус достижений, и действительно нельзя отрицать, что МАС могут решать задачи технологического управления интеллектуальной сетью практически без участия человека уже на достигнутом в настоящее время уровне технологий. Однако, следует иметь в виду, что в этом случае все объекты автоматизации, все компоненты самой автоматизированной системы управления (от измерительных органов до органов управления, а не только компоненты ИТ), а также сама система управления как единое целое должны обладать исключительными качествами, делающими затраты на создание и эксплуатацию такой Smart Grid неоправданными в условиях современной электроэнергетики при любом самом неблагоприятном сценарии её развития.

В качестве причины популярности данного видения целевой ЭЭС в конкретных регионах мира и в конкретных обстоятельствах можно привести то обстоятельство, что оно вполне соответствует модели социального поведения, при которой ответственность за энергоснабжение потребителей в странах с развитыми демократическими институтами, по сути, сосредоточена именно на коммунальном (и достаточно компактном, местном) уровне, как и ответственность за качество жизненного пространства в целом. Причем, и это является еще одним важным фактором мотивации пропаганды Smart grid на территориях муниципалитетов, появляются очевидные возможности комплексной оптимизации ресурсоснабжения каждого потребителя в форме реализации экономического или ментального выбора индивидуума между покупкой с рынка электроэнергии (в том числе, выработанной с помощью ВИЭ или не ВИЭ), тепла централизованных источников, газа и (или) твердого топлива различных видов для собственного производства энергии и пр. Иногда «территориальная доминанта» в случае электроснабжения может распространяться и на более значительные структурные единицы государственного устройства с широкой

¹ Основным понятием мультиагентных технологий является агент. Агент – это аппаратная или программная сущность, способная действовать в интересах достижения целей, поставленных пользователем. Системы, содержащие группу агентов, которые могут взаимодействовать между собой, называются мультиагентными системами. При этом имеется в виду, что каждый агент может функционировать, в том числе, независимо от других.

автономией в сфере самоуправления, такие, например, как федеральные земли в Германии или штаты в США.

В последнее время рассмотренная выше идеализированная европейская модель электроэнергетики стала существенно изменяться под воздействием, как это ни странно, успешной реализации главной поставленной в ней цели – достижения преобладающей доли ВИЭ в топливно-энергетическом балансе. Произошло то, чего не ожидали бескомпромиссные сторонники «зеленой энергии», – выявилась принципиальная невозможность поддержания качества электроснабжения из-за отсутствия средств обеспечения оперативной балансировки потребления не только на локальной территории, но даже и в пределах такой большой страны, как Германия. Поэтому, начиная с 2011–2012 гг., мнение общественности и властных структур ЕС под воздействием авторитетных некоммерческих профессиональных объединений, например Европейской ассоциации производителей энергии на электрических станциях (European Power Plant Suppliers Association (EPPSA)), стало более реалистичным. Основной парадигмой развития электроэнергетики теперь признается гармония между основой, «хребтом» – традиционной мощной генерацией, обеспечивающей надежность и устойчивость ЭЭС, – и генерацией на основе ВИЭ, объединяемых между собой и центрами потребления системообразующей электрической сетью достаточно большой пропускной способности. При этом традиционные электростанции должны обладать повышенными показателями качества, главными из которых признаются (в порядке важности): повышенная маневренность (flexibility), экологическая чистота (вплоть до улавливания и захоронения CO₂) и энергоэффективность. Теперь уже в исследованиях и на практике Smart Grid всё больше превращается не в отдельную, отличную от других компонентов ЭЭС сущность, а в свойство всей уже функционирующей и развивающейся распределительной сети с постоянно повышающимися «потребительскими» свойствами, одним из которых является способность интеграции разнообразных источников генерации (включая те, которые находятся у просьюмеров¹) и накопителей электроэнергии без ухудшения показателей надежности электроснабжения потребителей. Но это только одна из очевидных сторон скорректированного жизненными реалиями идеализированного облика «интеллектуальной» энергетики.

Другой его стороной является пока ещё не осознанная даже некоторыми экспертами закономерность укрупнения технологических активов МРГ, включая те, которые функционируют на основе ВИЭ. Например, в строительстве ветровых и солнечных (на основе фотоэлементов) электростанций повсеместно прослеживаются тенденции не только увеличения единичных мощностей генерирующих модулей, но и, в наиболее явном виде, – электростанций на их основе [18]. В последнем случае уже в настоящее время речь идет об установленных мощностях в несколько сотен мегаватт, а в будущем планируются ветровые «фермы» и «парки», а также «гелиополя», мощность которых превысит 1000–2000 МВт. Это обстоятельство развенчивает устойчивое заблуждение, что возобновляемая энергетика – это всегда

¹ Просьюмер (prosumer) – субъекта рынка, являющийся одновременно покупателем товара и его производителем (см.: Элвин Тоффлер. Третья волна // пер. с англ. К. Ю. Бурмистрова и др. // М.: АСТ, 2009. – 795 с.).

распределенная (часто – дисперсная) генерация, неперенный атрибут Smart Grid (Micro Grid) локального применения. Как указывалось выше, данная закономерность имеет глубокое экономическое обоснование – эффект масштаба, не знающий исключения ни для одного вида бизнеса. При этом экономические законы также повсеместно выражаются в консолидации генерирующих и сетевых активов в руках всё меньшего числа собственников, а гипотеза о массовом развитии просьюмеризма в электроэнергетике остаётся только темой популистских выпадов против проверенных временем организационно-технологических структур ресурсобеспечения постоянно растущего населения планеты.

Рассмотренные обстоятельства демонстрируют, что в любом регионе мира даже в отдалённом будущем ЭЭС в современном виде (мощные передающие сети, служащие источниками питания для распределительных сетей и межрегиональными транзитами, существенная доля ТЭС, ГЭС и АЭС плюс централизованное оперативно-диспетчерское управление) отнюдь не исчезнут, а приобретут дополнительные свойства, учитывающие изменяющуюся структуру генерации, в которой МРГ на органическом топливе и источники на основе ВИЭ никогда не вытеснят полностью традиционные электростанции средней и большой мощности, а наоборот будут укрупняться (за исключением, быть может, МРГ, которыми владеют промышленные предприятия и небольшие муниципалитеты) и сосредотачиваться в постоянно укрупняющихся генерирующих компаниях.

Что же касается нашей страны, то существующие структурные и режимные характеристики ЕЭС России и её будущий облик в качестве ИЭС (в том числе при целенаправленном развитии ААС) достаточно сильно отличаются и будут отличаться от ЭЭС европейских и иных промышленно развитых стран *именно в части структур и типов генерирующих мощностей*, которые представляют собой сложные энерготехнологические генерирующие комплексы (ЭТГК). Эти структуры и типы ЭТГК определяются в нашей стране устойчивой исторической традицией электроэнергетики XX века, доступностью относительно дешевого органического топлива, разумной политикой использования атомной энергии, большим объемом сосредоточенных гидроресурсов и невысоким использованием ВИЭ, в том числе биомассы, к которой отнесены и твёрдые коммунальные отходы (ТКО).

Кроме того, сложившийся менталитет населения и политические причины обуславливают возложение основной ответственности за все элементы жизнеобеспечения на жестко централизованные государственные законодательную и исполнительную власти федерального и регионального уровней, что подразумевает презумпцию необходимости единой централизованной ЭЭС с жесткими связями и мощными генерирующими источниками межрегионального значения в границах России. Архитектура отечественной энергетики в части структуры и схемы управления, очевидно, постоянно повторяет существующую модель государственного устройства, которая в настоящее время основана на «властной вертикали», или пирамиде, с фактическим единоначалием в её вершине. С другой стороны, ЕЭС России в настоящее время, как и в прошлом веке, проектируется и развивается таким образом, чтобы обеспечить надежное электроснабжение всех подключенных к ней потребителей без участия МРГ, в том числе электростанций на основе ВИЭ, а также без сколько-нибудь массового внедрения устройств ААС. Вполне обходятся без атрибутов интеллектуальных сетей и изолированные ЭЭС любой мощности.

Поэтому несмотря на широкую публичную кампанию сторонников массового внедрения МРГ (включая ВИЭ) в России, по крайней мере до конца XXI века, основой электроэнергетики будут мощные АЭС, ТЭС, ГЭС, связанные друг с другом высоковольтным технологическим комплексом единой национальной электрической сети (ЕНЭС). В области электроснабжения конечных потребителей распределительный электросетевой комплекс будет также использовать мощные питающие центры – как подстанции ЕНЭС, так и распределительные устройства АЭС, ТЭС, ГЭС средней и большой мощности. При этом сохранится и даже усилится роль Системного оператора (СО), как органа оперативного управления и стратегического планирования развития ЕЭС.

Тем не менее, учитывая мировые тренды, в России на уровне научных исследований и опытных разработок, отдельных пилотных проектов также уделяется достаточно большое внимание новым тенденциям развития ЭЭС в части применения МРГ и генерирующих источников на основе ВИЭ, сетевых накопителей электроэнергии, «цифровизации» информационных и управляющих систем и пр. Среди специалистов и нетехнической общественности нашей страны в настоящее время сосуществуют три концептуальных подхода к вопросу, что такое интеллектуальная сеть (Smart Grid), и как это пришедшее из-за рубежа понятие адаптируется в настоящее время и будет адаптироваться в процессе развития электроэнергетики страны в технологическом плане – к ЕЭС, а в экономическом – к эволюционирующему рыночному законодательству.

Согласно первому, более официальному, подходу «интеллект» приписывается ЕЭС России в целом (сети всех напряжений, генерирующие источники всех мощностей, потребители), и в этом заключается её принципиальное отличие от зарубежных практик [1–2, 7].

Согласно другому подходу, совпадающему, в принципе, с зарубежным, «интеллектуальная сеть» (Smart Grid), является локальной сетью низкого напряжения с обязательным присутствием малой распределенной генерации и, в гораздо меньшей степени, генерации на основе ВИЭ, сетевых накопителей энергии, а также заправок для электромобилей и «умных» потребителей. Все чаще с ней связывают (и приписывают в качестве атрибута) понятие Energy Net («интернет вещей» в электроэнергетике) – инструмента рыночной торговли по принципу постоянного коммуникационного взаимодействия продавцов и покупателей электроэнергии «каждый с каждым». Изолирована такая сеть (энергосистема) от ЕЭС или работает с ней параллельно в рамках данного подхода, как правило, не имеет значения, хотя очень многие авторы предпочитают рассматривать интеллектуальную сеть в её «островной» форме.

Третий подход, назовём его условно «информационно-технологическим», основан на разделении физической (оборудование, аппаратура) и «виртуальной» (информационные технологии управления и обмена информацией) составляющих электросетевого комплекса. Причем определение «Smart» (в связке с системами и технологиями) относится именно к области виртуальной составляющей, т. е. к ИТ (ИТ) – технологиям, включая Energy Net. Такая позиция, в частности, изложена в документе «Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 г.» (утвержден Министром энергетики РФ 14.10.2016).

В рамках первого подхода в качестве цели провозглашается создание *интеллектуальной энергетической системы России (ИЭСР)*, а среди первоочередных задач – развитие необходимого для этого организационного и технологического обеспечения. Организацией – координатором одноименной Технологической платформы (ТП) выступает ФГБУ «Российское энергетическое агентство». Однако во всех официальных документах и исследованиях, за исключением [2], наблюдается явный «крен» в сторону второго подхода: научно-технологическое развитие рассматривается почти исключительно в сферах ВИЭ, малой распределенной генерации, накопителей электроэнергии относительно малой мощности, низковольтных сетей с различными преобразовательными устройствами, «умных приборов учета» и приборов контроля качества электроэнергии у конечных потребителей, а также систем управления малыми и микросетями. Упускается из вида, что ИЭСР может создаваться и функционировать только в том случае, если интеллектом обладают все её подсистемы: производство, передача, распределение и потребление электроэнергии, централизованное оперативно-диспетчерское управление и оперативно-технологическое управление электросетевым комплексом, сфера рыночных отношений по купле-продаже электроэнергии, мощности, системных услуг. В любом подобном контексте «сеть» всегда означает «энергосистему» и наоборот, что является издержками перевода англоязычного термина на русский язык, прямых и косвенных заимствований из различных документов и литературных источников.

Наибольшее число упоминаний тематики интеллектуальных сетей по второму подходу на корпоративном уровне следует ожидать в стратегических документах ПАО «Россети» и, в меньшей мере, ПАО «ФСК ЕЭС». Однако, в актуальном документе «Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе» (утвержден Советом директоров ОАО «Россети», протокол № 138 от 23.10.2013) отсутствуют упоминания об интеллектуальной сети (Smart Grid) и её компонентах. Также отсутствуют соответствующие понятия и определения в документе «Политика инновационного развития, энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Россети» (утверждена Советом директоров ОАО «Россети», протокол № 150 от 23.04.2014).

Показательно официально изложенное мнение ПАО «ФСК ЕЭС» о предметной области «интеллектуальных» электросетевых активов. На сайте компании¹ помещена достаточно объёмная информация, из которой следует, что в составе интеллектуальной сети рассматриваются новые типы силового оборудования (включая винтовые фундаменты ЛЭП и даже сверхпроводящие кабели), системы измерения электроэнергии, системы управления сетью и оборудованием. В категории систем управления одно из основных мест занимает так называемая *цифровая подстанция*, определение которой отсутствует в нормативных актах и документах по стандартизации. В компании под этим термином понимается электрическая «подстанция» с применением интегрированных цифровых систем измерения, релейной защиты, управления высоковольтным оборудованием и оптических трансформаторов тока

¹ URL: http://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent_network/.

и напряжения и цифровых схем управления, встроенных в коммутационную аппаратуру». При этом подразумевается, что все компоненты «цифровой подстанции» работают в условиях информационного обмена на базе специально созданного для подстанций протокола МЭК 61850¹.

В третьем из перечисленных подходов часто оперируют такой организационной и технико-экономической сущностью как виртуальная электростанция, или Virtual Power Plant (VPP). В зарубежной научной и инженерной практике [19–20] VPP не имеет никакого отношения к электрической станции, как к находящемуся в пределах одной площадки предприятию по производству электроэнергии и тепла, к чему привыкли российские ученые и инженеры. Согласно изначальному представлению, в её состав должны были входить территориально рассредоточенные малые генерирующие источники не только различной природы, но и различных собственников, так как очевидно, что каждый такой источник (в особенности использующий ВИЭ) как объект отдельного бизнеса не может выжить в условиях свободной экономической конкуренции². Однако впоследствии во многих публичных источниках, вероятно под влиянием нетехнологических факторов, виртуальная электростанция превратилась в микроэнергосистему, включая потребителей и распределенную малую генерацию (Distributed Generation, DG)³, которой необходимо управлять вместе с микросетью, как единым целым – одним субъектом рынка. По сути, такой объект ничем не отличается от Smart Grid, за исключением более явной направленности на интеграцию в рынки электроэнергии (мощности). Российское видение VPP не отличается от сложившегося в других промышленно развитых странах и соответствует развивающимся правилам национального оптового (ОРЭМ) и розничных (РРЭМ) рынков электроэнергии (мощности) [21].

Разумеется, распространены и комбинации вышеизложенных подходов в документах, выступлениях и публикациях различных авторов в зависимости от их собственного толкования «интеллекта» применительно к электросетевому оборудованию и электроэнергетическим системам (ЭЭС). Отметим при этом важное обстоятельство, сразу бросающееся в глаза беспристрастному исследователю. Общим для всех вышеперечисленных подходов (и построенных на их основе концепций)

¹ См. серию государственных стандартов: ГОСТ Р 54835-2011/IEC/TR 61850-1:2003, ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005, ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011, ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009, ГОСТ Р МЭК 61850-7-2-2009, ГОСТ Р МЭК 61850-7-3-2009 и др.

² VPP широко используется в развернувшейся в последнее время в среде либеральных экономистов дискуссии, посвященной управлению потреблением энергии (Demand Response), решению проблемы пиковой мощности и созданию экономических сигналов (мотивации) участия потребителей в системных мероприятиях по сглаживанию графиков нагрузки и оптимизации режимов энергосистем. По этой теме представляют интерес, в частности материалы постоянно действующего научного семинара Российского экономического университета им. Г. В. Плеханова и Финансового университета при Правительстве Российской Федерации «Управление эффективностью и результативностью» (в частности, см. статью: Рейнхардт Корзитцке. Управление спросом, распределенная генерация и виртуальные электростанции: экономические сигналы // Эффективное антикризисное управление, 2013, № 1 (76)).

³ Использующие распределенные энергетические ресурсы (Distributed Energy Resources, DER).

в России, в особенности второго и третьего, является то, что они сформулированы («придуманы»), инициированы и реализуются с использованием всех доступных административных ресурсов в основном производителями оборудования, аппаратуры, ИТ-технологий¹ и потенциальными поставщиками различных услуг [21, 22]. Собственники и эксплуатанты традиционного генерирующего оборудования или электросетевых объектов, эксплуатант ЕЭС (Системный оператор) занимают, и вполне обоснованно, консервативную, пассивную позицию, даже если и делают демонстрационные шаги по реализации того или иного подхода, той или иной популярной концепции. В подавляющем числе случаев они не выдвигают каких-либо революционных «интеллектуальных» требований к электросетевым, генерирующим активам, к ЕЭС в целом, основываясь на эволюционном принципе развития сложных технологических систем электроэнергетики. Этот принцип предусматривает: исходное состояние «как есть», а направление движения – в сторону улучшения характеристик существующих и строящихся энергообъектов в соответствии с наилучшими доступными технологиями, воплощенными в оборудовании, аппаратуре, программном обеспечении, которые обладают подтвержденной эксплуатационной надежностью и приемлемой стоимостью внедрения.

Исходя из вышеизложенного не вызывает сомнений, что при любом разумном горизонте прогноза все существующие региональные электроэнергетические системы России, в которых будут работать электростанции и потребители любых типов, а также электрические сети любых мыслимых свойств (за исключением ЕЭС, расположенных на отдельных удаленных территориях и в пределах политически изолированных анклавов), останутся в составе ИЭСР, являющейся эволюционным продолжением современной ЕЭС [28]. При этом зона централизованного электроснабжения в пределах ЕЭС будет постоянно увеличиваться за счет присоединения новых территориальных систем различной мощности; внутри неё будут наблюдаться тенденции разумного снятия сетевых ограничений и стремления превратить её в «зону свободного перетока» (ЗСП) общероссийского масштаба.

Распределительные сети напряжением 110 кВ и ниже будут развиваться также в направлении как можно большей степени централизации электроснабжения на территориях субъектов Федерации и превращения их в ЗСП регионального масштаба.

Такая структура общегосударственной ЕЭС обусловлена, помимо известных технологических предпосылок [10], стратегией повышения степени «связности» страны по транспортно-ресурсным потокам и принятой моделью централизации административного управления. Одним из самых существенных аргументов в пользу централизованной модели с жёсткими связями и мощными управляемыми источниками энергии является то, что именно она обеспечивает и будет обеспечивать высокий уровень национальной и региональной энергобезопасности [28]. Отсюда прямо следует вывод о решающей роли в этих процессах Единой национальной

¹ Так, например, из ряда публикаций следует, что основными атрибутами Smart Grid в России являются реклоузеры, микропроцессорные счетчики и системы коммерческого учета, реже – накопители электроэнергии на базе литий-ионных аккумуляторов и неопределенные по функциям программные управляющие комплексы почему-то обязательно на основе мультиагентного принципа управления.

электрической сети (ЕНЭС) и системы оперативно-диспетчерского управления, качество интеллекта которых должно соответствовать уникальности решаемых задач.

Из анализа истории развития ЭЭС во всех странах мира, в том числе в бывшем СССР, следует, что уровень интеллекта ИЭСР должен повышаться постепенно в соответствии с достигнутым общемировым уровнем развития применимых технологий и экономической целесообразностью внедрения их в конкретных экономических условиях. Сети с полным набором характеристик Smart Grid в традиционной трактовке (второй из перечисленных выше подходов) [1, 2, 7–9] ввиду приписываемой им уникальности могут быть только «очагами» в распределительных сетях с повышенным уровнем управляемости и наблюдаемости, которые, вероятно, должны расширяться, сливаясь в более мощные территориальные структуры. Предположительные предельные объёмы слияния очаговых Smart Grid в более крупные объединения, сохраняющие их признаки, в зоне централизованного электроснабжения пока установить сложно ввиду того, что распределительные сети на территориях субъектов Российской Федерации сопоставимы с размерами национальных ЭЭС многих промышленно развитых стран, где получила распространение рассматриваемая концепция, или превосходят их по ряду количественных параметров. Вместе с тем логика и анализ жизненных циклов компонентов ЭЭС подсказывает бесперспективность (а в подавляющем большинстве случаев – невозможность) придания территориально или хозяйственно выделенной распределительной сети или ЭЭС заранее заданных инновационных свойств путём её расчленения на сети (ЭЭС) меньших размеров и реконструкции их по очереди с целью наделения «очагов» такими же свойствами. Гораздо более реалистична стратегия плано-эволюционного совершенствования объектов всего электросетевого хозяйства, других компонентов ЭЭС и систем управления ими путем внедрения доступных инновационных решений без ущерба для надежности электроснабжения и с приемлемой ценовой нагрузкой на потребителей.

Принимая во внимание вышеизложенное, мы не можем считать интеллектуальную сеть (Smart Grid) научно-техническим результатом (достижением) в обычном смысле этого слова, так как её невозможно выделить как отдельный законченный продукт: она в виде свойств и устройства существующих электросетевых, генерирующих объектов, ЭЭС и их объединений находится в постоянном развитии вместе со всем топливно-энергетическим комплексом страны и национальной экономикой. Интеллект ИЭСР в целом, сетевого комплекса, генерирующих источников, систем оперативно-диспетчерского и коммерческого управления на каждом этапе их жизненного цикла полностью определяется интеллектом специалистов и менеджеров, проектирующих, строящих и эксплуатирующих энергообъекты и технологические системы. Поэтому создание интеллектуальной сети или ЭЭС, ИЭСР как результат отдельного *проекта*, в том числе национального масштаба (что активно пропагандируется сегодня в отрасли), выглядит достаточно странным, если учесть, что согласно общепринятому нормативному определению, проект представляет собой «комплекс взаимосвязанных мероприятий, направленный на создание уникального продукта или услуги в условиях временных и ресурсных ограничений» (ГОСТ Р 54869-2011). Как видно из вышеизложенного, получение в рассматриваемом нами случае «уникального» продукта «как будет» из существующих ЭЭС «как есть»

просто невозможно, а временные ограничения нельзя установить, не прибегая просто к волевым (административным) указаниям. Следует также иметь в виду и тот очевидный для специалистов факт, что все декларируемые для решения целевой интеллектуальной сетью (ИЭСР) задачи уже успешно решаются на «макроуровне» в процессе оперативно-диспетчерского управления ЕЭС, оперативно-технологического управления электрическими сетями и электростанциями в соответствии с современными потребностями и возможностями электроэнергетики. Точно также и предлагаемое устройство интеллектуальных сетей не содержит в себе элементов, которые не были бы опробованы и установлены (хотя бы в нескольких промышленных экземплярах) в действующих ЭЭС, за исключением крайне дорогого, ненадёжного и бесполезного в современных условиях оборудования с применением высокотемпературной сверхпроводниковой техники. Что касается систем управления, то единственным не реализованным пока на практике «инновационным» продуктом является упомянутый выше мультиагентный принцип, ценность которого для оперативного управления режимами с учетом всех внутренних и внешних системных ограничений в электроэнергетике представляется весьма сомнительной¹. Более того, неплототворно, а в большинстве случаев – принципиально неправомерно использование технологических аналогий между информационными и телекоммуникационными системами (интернет, сотовая связь, компьютерные сети) с одной стороны и электрическими сетями, ЭЭС – с другой. Так, например, широко разрекламированный Energy Net, с точки зрения информационного взаимодействия «вещей» применяется во всех устройствах промышленной автоматики, начиная с позапрошлого века (разумеется, на уровне, соответствующем развитию применимых технологий), а с точки зрения процессов купли-продажи электроэнергии мог быть реализован уже давно при условии воплощения в жизнь необходимого законодательства в отношении рынков электроэнергии (мощности). В последнем случае особенно ярко проявляется различие законов прохождения потоков информации в физических каналах современных сетей связи и потоков электроэнергии в элементах ЭЭС.

О возможностях, которые предоставляют для совершенствования порядка внедрения в существующие ЭЭС концепций Smart Grid электротехническая и кабельная промышленность, энергетическое машиностроение и индустрия информационных технологий достаточно полно говорится в целом ряде источников, например в [1, 2, 5–9, 22–27]. Более того, за время, которое прошло с начала дискуссий об интеллектуальных сетях, многие их свойства получили воплощение в постоянно происходящем процессе развития электрических сетей и электростанций, релейной защиты [17], автоматики, оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического управления энергообъектами и ЭЭС. Причём именно достигнутый при плановом новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции электросетевого и станционного электрохозяйства научно-технический уровень производственных активов является отправной точкой всех исследований и обсуждений по тематике интеллектуализации электроэнергетики.

¹ Это не относится к отдельным узкоспециализированным техническим областям электроэнергетики, таким как релейная защита электрических сетей и электростанций.

Выводы

1. Интеллектуальная электрическая сеть (Smart Grid), как целостный объект, обладающий полным набором традиционно декларируемых ключевых свойств, существенно отличающих его от современных электрических сетей (ЭЭС), нельзя считать научно-техническим продуктом, достижением в смысле установившейся в России терминологии вследствие невозможности реализовать его на практике в «чистом виде», как результат выполнения проекта, в том числе даже проекта национального масштаба.

2. При развитии ЭЭС России в обозримой перспективе не предвидится появление электрических сетей (ЭЭС), устройство которых соответствовало бы всему набору структурных элементов интеллектуальных сетей (Smart Grid), упомянутых в научно-технических источниках и СМИ.

3. Электроэнергетика России в любом обозримом будущем будет в общих чертах повторять сложившуюся в настоящее время централизованную структуру ЭЭС и систему оперативно-диспетчерского управления. Предполагается постоянное увеличение зоны централизованного электроснабжения, усиление существующих и появление новых мощных транзитных связей, охватывающих всё большее число регионов России. Именно такой облик электроэнергетики обеспечит наиболее высокий уровень реальной энергобезопасности страны в целом и всех её территорий.

4. Следует отбросить иллюзии некоторых ученых и специалистов о скором наступлении периода децентрализации и разукрупнения электроэнергетики, который будет выражаться в появлении сбалансированных, не связанных между собой или слабо связанных локальных энергосистем среднего напряжения с источниками МРГ, включая электростанции на основе ВИЭ, и с набором «инновационных» устройств и систем управления, позволяющих якобы обеспечить высокую надёжность электроснабжения потребителей с меньшими, чем в существующей ЭЭС, затратами.

5. Атрибуты интеллекта, вне зависимости от периодически инициирующихся производителями оборудования и IT-продукции публичных кампаний по «улучшению» электроэнергетики, присущи любой технологической системе, в особенности системе такой сложности и ответственности как ЭЭС и их объединения (например, ЭЭС России). Развитие интеллекта больших систем электроэнергетики не может происходить скачками или «по частям» (в отдельных энергорайонах, региональных ЭЭС, электрических сетях муниципального масштаба); следует стремиться к гармонизации интеллектуальных свойств всех компонентов системы для получения наибольшего эффекта от её функционирования. В этом направлении необходимо планомерно-эволюционное движение в соответствии с достигнутым мировым уровнем промышленно освоенных технологий и с учетом возможностей владельцев (эксплуатантов) электросетевых, генерирующих объектов, средств общесистемного оперативно-диспетчерского управления.

6. Огромную роль в развитии современных ЭЭС (включая их интеллектуальные технологические свойства) играют факторы внешнего окружения: политические установки, экономическая ситуация, исторические традиции, общественное мнение. Все они находят отражение в правилах торговли электроэнергией (мощно-

стью) на оптовом и розничных рынках, правилах предоставления услуг инфраструктурных организаций и услуг по обеспечению системной надежности, которые касаются каждого гражданина страны как потребителя энергоресурсов. Иными словами, необходим национальный консенсус по вопросу о том, каков должен быть облик электроэнергетики и сколько общество готово платить за этот облик (интеллектуальный, «зелёный», безатомный или любой другой). Однако, в любом случае, каждый новый этап развития ЕЭС будет эволюционным продолжением существующего её состояния и свойств, включая те, которые относят к интеллекту системы. Он будет достигаться постепенно, через ряд шагов, учитывая гармонизацию степени совершенства всех технологических компонентов и рыночных отношений.

Список литературы

1. Дорощев В. В., Макаров А. А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт, 2009. № 4.
2. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью. Разработана по заказу ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.
3. Беловицкий В. А., Бобылева Н. В., Полудницын П. Ю., Уварова Т. А., Чемоданов В. И., Эмма Ю.С. Развитие Единой энергетической системы России на период до 2020 года // Электрические станции, 2012, № 5.
4. Фортон В. Е., Макаров А. А. Направления инновационного развития энергетики мира и России // Успехи физических наук 2009, т. 179, № 12.
5. Amin S. M., Wollenberg B. F. Toward a Smart Grid. – IEEE P&E Magazine, September/October, 2005, Vol. 3, No. 5, p. 34-41.
6. Shahidehpour M. Smart Grid: A new paradigm for power delivery // IEEE Bucharest Power Tech., Bucharest, Romania, June 28 – July 2, 2009, 7 p.
7. Кобец Б. Б., Волкова И. О., Окороков В. Р. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом. Энергоэксперт. 2010 № 2.
8. Бударгин О. М. Умная сеть – платформа развития инновационной экономики // Доклад на заседании Круглого стола Петербургского международного экономического форума (2010): «Умные сети – Умная энергетика – Умная экономика».
9. Шакарян Ю. Г., Новиков Н. Л. Технологическая платформа Smart Grid (Основные средства) // Энергоэксперт, 2009, № 4. – С. 42-49.
10. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике. – М.: Наука, 1983.
11. Электрические системы. Электрические сети / Под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – М.: Высшая школа, 1998.
12. Дьяков А. Ф. Проблемы надежности и безопасности энергоснабжения в условиях либерализации и дерегулирования в электроэнергетике // Энергетик. 2005. № 8. С. 2–9.
13. Bernd M. Buchholz, Zbigniew Styczynski. Smart Grids – Fundamentals and Technologies in Electricity Networks // Springer, 2013.
14. James Momoh. Smart Grid Fundamentals of design and Analysis // Wiley.
15. Кучеров Ю. Н., Березовский Ю. К., Веселов Ф. В., Илюшин П. В. Анализ общих технических требований к распределённым источникам энергии при их интеграции в энергосистему // Электрические станции, 2016, № 3. – С. 2–10.

16. Кучеров Ю. Н., Илюшин П. В. Анализ влияния технических характеристик генерирующих установок объектов распределенной генерации на возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 65. Надежность либерализованных систем энергетики / Отв. ред. Н. И. Воропай, А. Н. Назарычев. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – 656 с.
17. Илюшин П. В. Использование современных подходов в контроле технического состояния цифровых устройств РЗА и ПА для повышения надежности работы распределительных электрических сетей // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 65. Надежность либерализованных систем энергетики / Отв. ред. Н. И. Воропай, А. Н. Назарычев. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – 656 с.
18. Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage/White Paper. – International Electrotechnical Commission (IEC), 2012.
19. Pudjianto D., Ramsay C., Strbac G. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources, Renewable Power Generation, vol. 1, no. 1, pp. 10–16, 2007.
20. Mashhour E. and Moghaddas S. M. – Tafreshi, Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets – part i: Problem formulation, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 2, pp.949-956, 2011.
21. Селяхова О., Тарновская О., Фатеева Е., Юрчук О. Виртуальная электростанция // Энергорынок, 2016, № 02 (март). – С. 43–50.
22. Инновации и развитие / Проект ОАО «Россети» / коллектив участников проекта // Издательство «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение». 2014.
23. Technology Roadmap. Smart Grids // International Energy Agency. 2011
24. How to guide for Smart Grids in Distribution Networks. Roadmap Development and Implementation // International Energy Agency. 2015.
25. MIT (Massachusetts Institute of Technology) (2011), The Future of the Electric Grid: An Interdisciplinary MIT Study, MIT, Cambridge, Massachusetts.
26. N. H. 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) // PJM Advanced Technology Pilots for System Frequency Control. 16-20 Jan. 2012, pp. 1–6.
27. Subburaj A. S., Pushpakaran B. N., Bayne S. B., "Overview of grid connected renewable energy based battery projects in USA," // Renewable and Sustainable Energy Reviews, No. 45, 2015, pp. 219–234.
28. Воропай Н. И., Осак А. Б. Электроэнергетические системы будущего // Энергетическая политика, 2014, Выпуск 5, 2014. С. 60–63.

Осика Лев Константинович, канд. техн. наук, руководитель направления по сопровождению проектов Фонда поддержки научной, научно-технической и инновационной деятельности «Энергия без границ».

E-mail: osika_lk@interrao.ru

УДК 621.311

А. С. Александров, Д. М. Максименко, А. Ф. Михайленко, В. Г. Неуймин

Развитие системы мониторинга запасов устойчивости с контролем динамической устойчивости для учета действия противоаварийной автоматики

Описывается функционирование и дальнейшее развитие системы мониторинга запасов устойчивости, разработанной и установленной в подразделениях Системного оператора.

Ключевые слова: СМЗУ, мониторинг запасов устойчивости, установившийся режим, моделирование электромеханических переходных процессов.

Введение

Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) разработана для определения максимально допустимых (МДП) и аварийно допустимых (АДП) перетоков активной мощности в контролируемых сечениях с учетом действия противоаварийной автоматики (ПА) в онлайн-режиме. Для анализа статической аperiodической устойчивости используется расчетный модуль ПК RastrWin. Для анализа динамической устойчивости используется расчетный модуль ПК Rustab, в котором для моделирования генераторов, их систем возбуждения и регулирования применяются модели, идентичные моделям ПК Mustang.

Определение МДП и АДП осуществляется на основе текущей телеметрической информации и расчетной модели электрической сети. В цикле расчета выполняется:

- оценивание состояния;
- определение предельного перетока по статической аperiodической устойчивости для заданных контролируемых сечений;
- определение перетоков в контролируемых сечениях, соответствующих нормативным запасам по статической аperiodической устойчивости в доаварийном и послеаварийных режимах для заданного списка аварийных процессов (АП);
- определение величин МДП без учета действия ПА и с учетом действия ПА;
- определение величины АДП.

Результаты работы СМЗУ выводятся диспетчеру и используются им при управлении электроэнергетическим режимом. В настоящее время СМЗУ находится в промышленной и опытной эксплуатации в ряде диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», выполняя определение МДП и АДП в контролируемых сечениях.

1. Расчетные модули

1.1 Расчет установившегося режима (УР)

Используется три основные модели расчета УР:

1. «Классический» расчет УР с балансирующим узлом. Назначение (или отмена назначения) балансирующего узла осуществляется для каждого острова электрической сети автоматически по заданному списку возможных балансирующих узлов и приоритетов при их назначении.

2. Расчет УР с учетом изменения частоты (ЧУР). В этом случае балансирующие узлы отсутствуют, но в каждом острове ЭС должен быть назначен узел с заданным углом напряжения (выбор этого узла не влияет на результаты расчета УР), дополнительно определяется отклонение частоты $\Delta f^{0.e.}$. В каждом острове ЭС должен существовать хотя бы один генерирующий узел с заданным статизмом по частоте ($K_{ст}$), расчетная мощность генерации таких узлов определяется в ходе расчета:

$$P^{ген}(\Delta f) = P_{ген} - P_{ном} K_{ст} \Delta f^{0.e.}.$$

Для расчета нагрузки используется объединенная статическая характеристика нагрузки (СХН) по напряжению и частоте:

$$P(V, \Delta f) = P_{ном} \left[a_0 + a_1 \left(\frac{V}{V_{ном}} \right) + a_2 \left(\frac{V}{V_{ном}} \right)^2 + K^P \Delta f^{0.e.} \right].$$

3. Линеаризованная модель УР (ЛУР). Позволяет приближенно оценить послеаварийный УР, если он не существует.

Основной является классическая модель расчета УР, модель ЧУР применяется при наличии возможности разделения энергосистемы на изолированно работающие части вследствие возникновения нормативных возмущений и необходимости определения МДП с учетом допустимого отклонения частоты, модель ЛУР используется для оценки срабатывания ПА в послеаварийном режиме.

1.2. Расчет динамической устойчивости

Для моделирования генератора используется трехконтурная модель – контур обмотки возбуждения и два демпферных контура, – учитывающая переходные процессы в роторе. Также учитываются переходные процессы в возбудителе, регуляторе возбуждения и при форсировке возбуждения. Нагрузка представляется динамической статической характеристикой (ДСХН). В ходе расчета программа автоматически определяет факт нарушения устойчивости (по величине угла генератора или угла по ветви) или факт сохранения устойчивости (величины производных расчетных параметров по модулю меньше заданных) и после этого прекращает расчет.

1.3. Эквивалентирование расчетной модели

Для ускорения расчетов может применяться эквивалентирование нагрузочной части электрической сети. В ходе эквивалентирования программа определяет целесообразность исключения каждого узла из списка предлагаемых к исключению. Убираются только те узлы, удаление которых не приводит к дополнительному заполнению расчетной схемы.

2. Изменение режима по заданному ВИР

В качестве вектора изменения режима (ВИР) используются нормированные безразмерные величины. При изменении режима в процессе расчета МДП изменяется модуль ВИРа:

$$\vec{P} = \vec{P}_{исх} + M \vec{v},$$

где P – расчетная узловая мощность; M – модуль ВИР (мощность); $\vec{v}$ – нормированный ВИР (безразмерный).

В дополнение к ВИР задаются допустимые пределы изменения узловой мощности $P_{\min} - P_{\max}$.

Процесс утяжеления режима при заданных ВИР и пределах изменения узловой мощности сводится к увеличению модуля ВИР от нуля (исходный режим) до максимального, при котором соблюдается выбранный критерий допустимости (существование УР, устойчивость динамического перехода, максимальный переток в контролируемом сечении и т. п.). Ниже приведен пример утяжеления по ВИР.

Пример: ВИР в трех узлах (1, 3, 5):

1. Задано пользователем

$$\vec{v}_{\text{исх}} = \begin{bmatrix} v_1 \\ v_3 \\ v_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 99 \\ 100 \\ 1 \end{bmatrix}.$$

2. После нормировки

$$\vec{v} = \begin{bmatrix} 0,495 \\ 0,5 \\ 0,005 \end{bmatrix}.$$

3. При достижении ограничения ВИР перенормируется. Например, если в исходном режиме

$$P_{\text{исх}} = \begin{bmatrix} 90 \\ 70 \\ 10 \end{bmatrix} \quad P_{\text{max}} = \begin{bmatrix} 100 \\ 100 \\ 100 \end{bmatrix},$$

то расчетные узловые мощности при различных значениях модуля ВИР (20, 40, 60) определяются как:

$$P = P_{\text{исх}} + 20\vec{v} = \begin{bmatrix} 90 \\ 70 \\ 10 \end{bmatrix} + 20 \begin{bmatrix} 0,495 \\ 0,5 \\ 0,005 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 99,9 \\ 80 \\ 10,1 \end{bmatrix}.$$

ВИР перенормируется при достижении ограничения P_{max} в первом узле:

$$P = P_{\text{исх}} + 40\vec{v} = \begin{bmatrix} 90 \\ 70 \\ 10 \end{bmatrix} + 20,2 \begin{bmatrix} 0,495 \\ 0,5 \\ 0,005 \end{bmatrix} + 19,8 \begin{bmatrix} 0 \\ 0,99 \\ 0,0099 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 100 \\ 99,7 \\ 10,3 \end{bmatrix},$$

и затем в третьем узле:

$$P = P_{\text{исх}} + 60\vec{v} = \begin{bmatrix} 90 \\ 70 \\ 10 \end{bmatrix} + 20,2 \begin{bmatrix} 0,495 \\ 0,5 \\ 0,005 \end{bmatrix} + 20,1 \begin{bmatrix} 0 \\ 0,99 \\ 0,0099 \end{bmatrix} + 19,7 \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 100 \\ 100 \\ 30 \end{bmatrix}.$$

Задание «малых» компонент ВИРа (в примере – в узле 5) позволяет реализовать так называемое последовательное утяжеление, когда в первую очередь изменяются мощности с наибольшими компонентами, и при достижении ими максимальных значений перенормировка ВИРа переключает утяжеление на «малые» компоненты.

Расчетный модуль отслеживает коэффициент влияния (КВ) модуля ВИРа на контролируемое сечение. В исходном режиме КВ близок к единице, но при приближении к предельному режиму он уменьшается и в предельном режиме может принимать отрицательное значение.

При изменении топологии схемы также осуществляется перенормировка ВИР с целью обнуления компонент, не принадлежащих острову с контролируемым сечением.

Используется две стратегии изменения модуля ВИР (М) при утяжелении режима – линейная (рис. 1, а) и бинарная (рис. 1, б). Линейной стратегией изменения модуля ВИР называется последовательное утяжеление исходного режима с постоянным шагом и контролем ограничений. Под бинарной стратегией понимается определение места нарушения ограничений методом дихотомии интервала утяжеления от начала до конца. Несмотря на явное преимущество бинарной стратегии, линейная используется для выявления начала локальных зон недопустимых режимов.

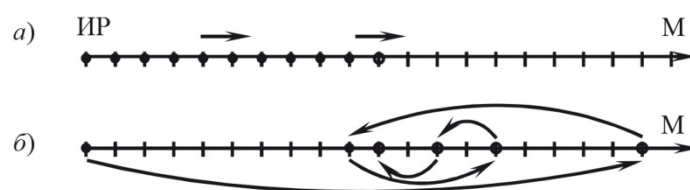


Рис. 1. Стратегия изменения модуля ВИР:
а) линейная; б) бинарная

3. Цикл расчета МДП

3.1. Цикл расчета МДП в исходной схеме

Цикл расчета МДП в исходной схеме представлен на рис. 2. Основными этапами являются утяжеление исходного режима до получения предельного, выделение опасного сечения и ослабление предельного режима до перетока, обеспечивающего 20% запаса по статической аperiodической устойчивости с учетом ограничений по токовой нагрузке элементов электрической сети и обеспечения нормативного коэффициента запаса по напряжению в узлах нагрузки. Выделение опасного сечения производится на базе модуля, описанного в [1] и хорошо зарекомендовавшего себя на протяжении 6 лет эксплуатации. Формирование опасного сечения производится на основе анализа матрицы Якоби предельного режима и топологического метода набора сечения из линий с маркерами [2].

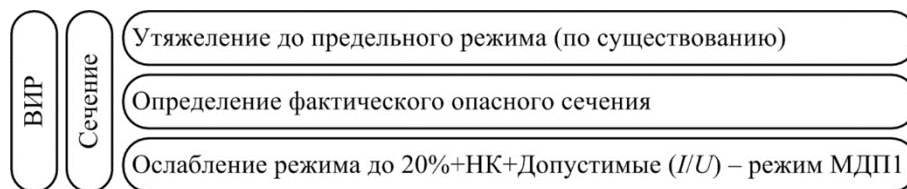


Рис. 2. Цикл в исходной схеме

Результатом расчета МДП в исходной схеме являются максимально достижимый (при наличии достаточного объема управляющих воздействий (УВ)) МДП с учетом действия ПА – режим МДП1 (и соответствующий ему модуль ВИР) – и фактическое опасное сечение (ОС).

3.2 Цикл расчета МДП в послеаварийной схеме

Цикл расчета МДП в послеаварийной схеме является надстройкой над циклом расчета по ВИР (рис. 3). Процесс расчета происходит в условиях применения к исходной схеме заданного АП и повторении утяжеления по ВИР. Особенностью данного процесса является момент отмены аварийного события и расчет доаварийного перетока мощности в рассматриваемом сечении. Ослабление осуществляется по ВИР, в которых коэффициенты участия заменены на обратные. Этот метод назван «АнтиВИР».

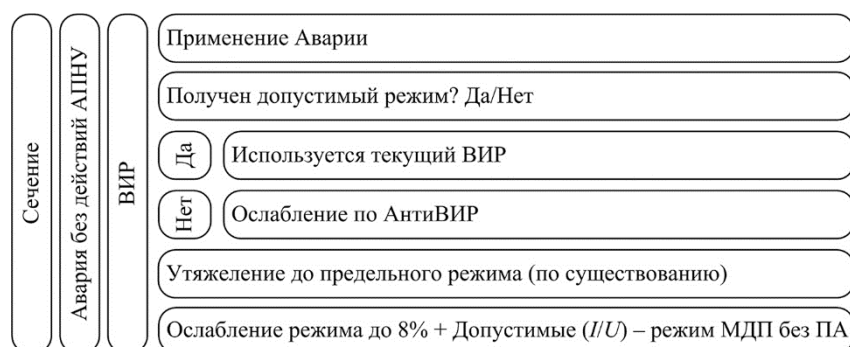


Рис. 3. Цикл по аварийным процессам без учета ПА

3.3. Цикл расчета МДП в послеаварийной схеме с учетом действий ПА

Цикл расчета МДП в послеаварийной схеме с учетом действий ПА схематично приведен на рис. 4. Отличается от предыдущего цикла учётом действий ПА после возникновения аварийных событий.



Рис. 4. Цикл по ПОР + ПА

3.4 Цикл проверки МДП по устойчивости электромеханического переходного процесса

Цикл проверки МДП по устойчивости электромеханического переходного процесса (ЭПП) схематично приведен на рис. 5. Из предыдущих циклов расчета МДП по условиям статической устойчивости выбирается минимальная величина МДП. Она должна быть такой, чтобы при перетоке в сечении, равном этому МДП, возникший динамический переходный процесс не приводил к нарушению заданных критериев динамической устойчивости.

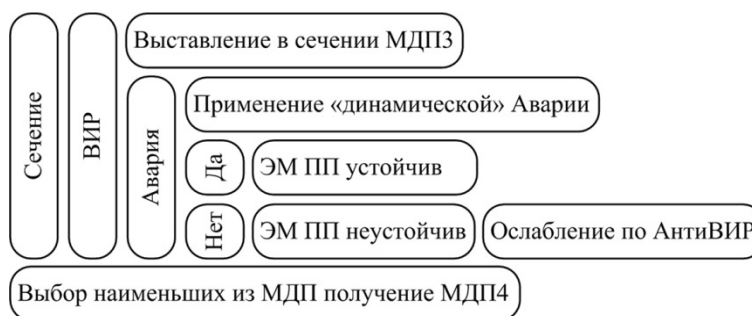


Рис. 5. Цикл проверки на устойчивость ЭПП

4. Структура программного комплекса СМЗУ

В программном комплексе СМЗУ можно выделить три основных уровня взаимодействия с данными (схема обмена данными приведена на рис. 6).

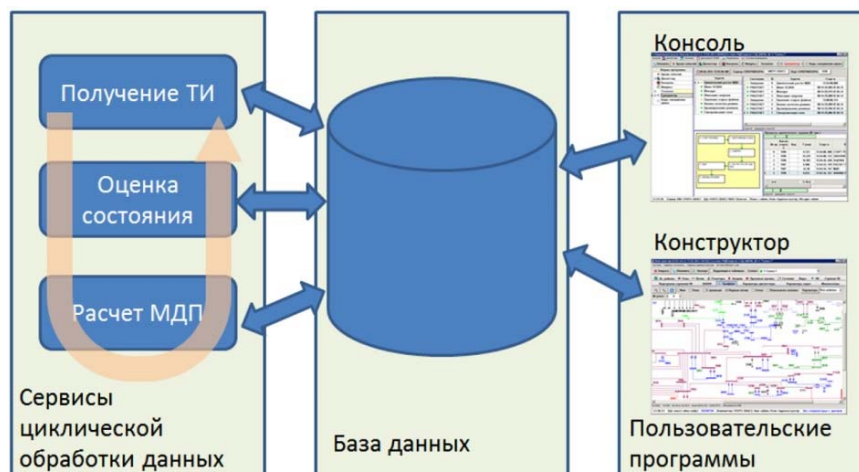


Рис. 6. Основные компоненты комплекса программ СМЗУ

Первый уровень – «Сервисы циклической обработки данных» – предназначен для автоматической обработки поступающей телеметрии.

Второй уровень – «База данных» – предназначен для сохранения и обмена данными между компонентами комплекса, а также для обеспечения целостности информации и контроля прав доступа.

Третий уровень – «Пользовательские программы» – содержит клиентские программы комплекса, отвечающие за его настройку, наполнение информацией и отображение результатов конечному пользователю по его запросу.

Оценка состояния осуществляется расчетным модулями ПК Космос или RastrWin. Возможна последовательная оценка различными модулями и выбор наилучшего результата. Расчетному модулю передается срез схемно-режимной информации по узлам и ветвям: базовый режим и телеизмерения по узлам и ветвям схемы. Базовый режим используется для генерации псевдотелеизмерений в случае недостаточности телеизмерений.

Расчет МДП разбит на следующие этапы:

- проверка непротиворечивости и корректности исходных данных;
- расчет МДП в нормальной схеме;
- расчет МДП в послеаварийной схеме;
- расчет МДП в послеаварийной схеме с учётом действий ПА;
- проверка МДП по критерию динамической устойчивости динамического переходного процесса;
- проверка МДП по критерию динамической устойчивости динамического переходного процесса с учётом действий ПА.

Моделирование локальной противоаварийной автоматики осуществляется на основе гибкой логики, где вся автоматика представлена её элементами и графом их соединения между собой.

Моделируются следующие элементы автоматики:

- пусковые органы, срабатывающие по факту: отключения элемента ФОЛ/ФОТ/ФОГ (фиксация отключения линии, трансформатора, генератора); превышения расчетной величины (мощности, тока и т.п.) над уставкой; снижения расчетной величины (напряжения и т.п.) от уставки;
- блокировки, предотвращающие срабатывание автоматики по факту ремонта элемента (например, ФРЛ – фиксация ремонта линии), либо по факту превышения расчетной величины над уставкой или ее снижения от уставки;
- устройства контроля предшествующего режима, осуществляющие выбор объема и вида реализуемых управляющих воздействий по данным доаварийного режима;
- управляющие воздействия – ОН (отключение нагрузки), ОГ (отключение генератора), ОЛ (отключение линии), ОР (отключение реактора), ФВ (форсировка возбуждения), ИРТ/ДРТ (импульсная разгрузка турбины).

Описание схемы соединения осуществляется подобно описанию электрической схемы (модель «узлы–ветви»). Пример задания автоматики приведён на рис. 7.

Система моделирования позволяет в графической форме задавать систему автоматики. На рис. 8 представлена автоматика предотвращения нарушений устойчивости с учетом ремонта линий и действием на отключение нагрузки.

Отображение результатов происходит в табличном и графическом виде, на рис. 9 приведены графики перетока по телеметрии и рассчитанного значения МДП.

Агрегированная информация по результатам расчета содержит в себе как сами МДП и АДП, так и критерии их обусловившие. Пример приведен на рис. 10.

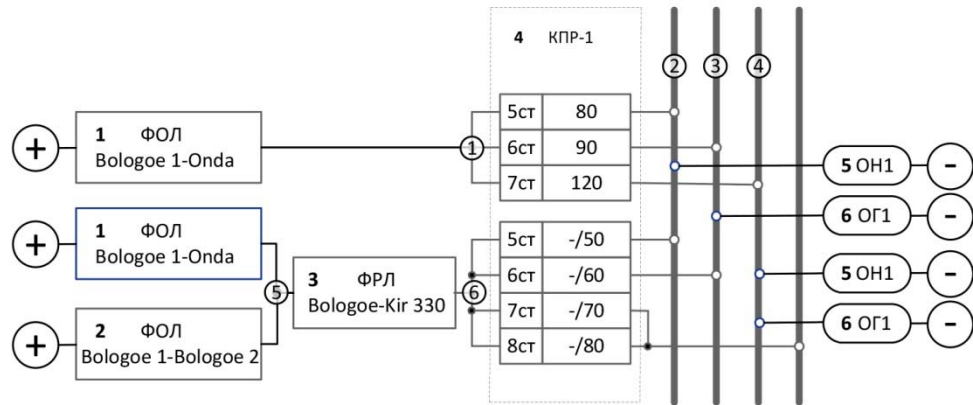


Рис. 7. Пример задания схемы автоматики

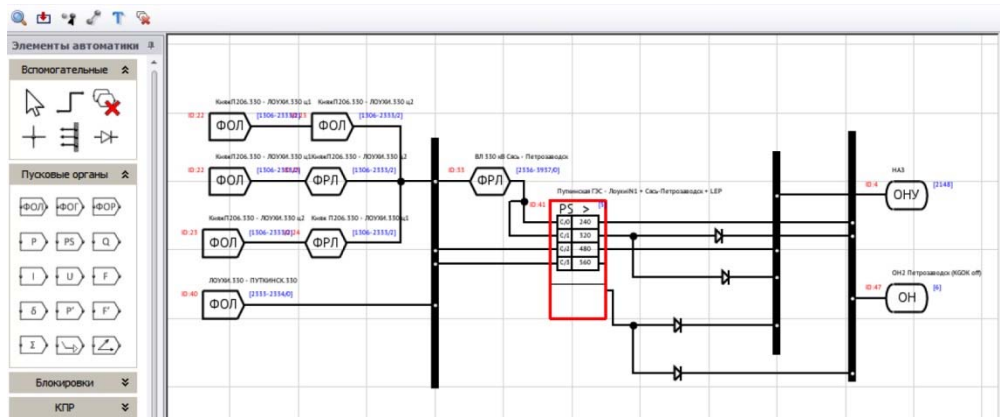


Рис. 8. Пример задания АПНУ

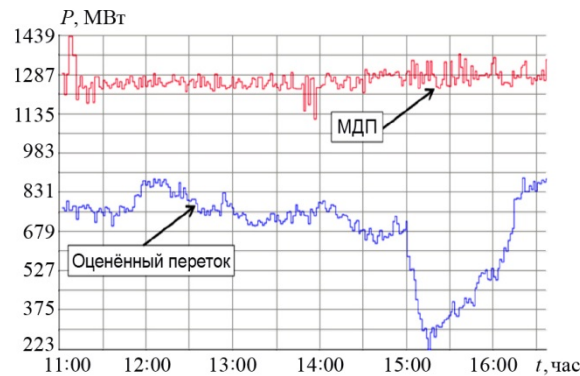


Рис. 9. Графики оцененного перетока и рассчитанного значения МДП

Схема сети	Рмдп	Рмдп с ПА	АДП	Критерий МДП	Критерий МДП+ПА	Критерий АДП
СЕЧЕНИЕ [10] - [Кола-Карелия] Рнк [30.0]	563,4	606,4	862,9	[Динамика]	[Динамика]	8%Р исходная схема
СЕЧЕНИЕ [11] - [Онда-Кондопога] Рнк [38.0]	322,7	419,2	612,8	8%Р послеаварийная схема	8%Р послеаварийная схема	8%Р исходная схема
СЕЧЕНИЕ [100] - [Сумма Кола-Карелия + Онда-Кондопога] Рнк [68.0]	767,7	923,8	1 302,9	8%Р послеаварийная схема	[Динамика]	8%Р исходная схема

Рис. 10. Результаты по контролируемым сечениям

Заключение

Разработанная система мониторинга запасов устойчивости внедрена в промышленную эксплуатацию в ОДУ Северо-Запада и Кольском РДУ. На основе поступающей телеметрической информации она рассчитывает максимально допустимые перетоки мощности по заданным контролируемым сечениям с учетом устойчивости к электромеханическим переходным процессам. В опытной эксплуатации данная система находится в ОДУ Сибири и ОДУ Юга.

Список литературы

1. Неуймин В. Г., Александров А. С., Максименко Д. М. Модуль определения МДП на базе RastrWin в проекте СМЗУ СРТО // Релейная защита и автоматика энергосистем: Сборник докладов XX конференции (Москва, 29–31 мая 2012). – М.: Научно-инженерное информационное агентство, 2012. – С. 488–495.
2. Давыдов В. В., Неуймин В. Г., Сактоев В. Е. Определение критических сечений энергосистем в предельных режимах // Известия РАН. Энергетика и транспорт. 1992. № 1. – С. 74–80.

Александров Александр Сергеевич, канд. техн. наук, заведующий лабораторией программного обеспечения установившихся режимов и оптимизации Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ustas@niipt-ems.ru

Максименко Дмитрий Михайлович, программист 1-й категории отдела электротехнических расчетов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: maksimenko@niipt-ems.ru

Михайленко Андрей Федорович, начальник службы электрических режимов Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: android@so-ups.ru

Неуймин Владимир Геннадьевич, канд. техн. наук, доцент, начальник департамента моделирования и автоматизации управления энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: vlad@niipt-ems.ru

Анализ кратковременных нарушений показателей качества электрической энергии

Произведен анализ зарегистрированных нарушений показателей качества электрической энергии на фидере тяговой подстанции. Показано наличие провалов напряжения, которые нарушают нормальную работу чувствительного компьютерного оборудования. Для компенсации данных провалов на стороне нагрузки устройством динамического восстановления напряжения с аккумулирующим суперконденсаторным модулем построена гистограмма распределения необходимых емкостей суперконденсаторных модулей.

Ключевые слова: качество электрической энергии, кратковременный провал напряжения, устройство динамического восстановления напряжения, суперконденсаторный модуль.

Важнейшим условием успешной и устойчивой работы промышленных предприятий является бесперебойное обеспечение оборудования качественной электрической энергией. Не редко возникающие нарушения качества электрической энергии являются причинами возникновения отказов в работе ответственных электроприемников.

Гражданский кодекс Российской Федерации [1], статья 542 пункт 1 обязывает энергоснабжающие организации поставлять электроэнергию, качество которой отвечает требованиям государственных стандартов. Межгосударственный стандарт ГОСТ 32144-2013[2] нормирующий качество электроэнергии (КЭ) в системах электроснабжения общего назначения устанавливает следующие основные нормируемые показатели качества электроэнергии (ПКЭ):

- отклонение частоты;
- отклонение напряжения;
- коэффициенты искажения синусоидальности;
- коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям;
- колебания напряжения и фликер.

Данный государственный стандарт не нормирует длительность и величину провалов напряжения питающей сети, обосновывая это следующим: «Учитывая непредсказуемость ряда явлений, влияющих на напряжение, не представляется возможным установить определенные допустимые границы значений для соответствующих характеристик напряжения. Поэтому изменения характеристик напряжения, связанные с такими явлениями, как например, провалы и прерывания напряжения, перенапряжения и импульсные напряжения в настоящем стандарте не нормируются».

Ряд стран производителей аппаратуры, чувствительной к кратковременным нарушениям электроснабжения, таких как США, Япония, Корея и др. используют рекомендации кривых ITIC (Information Technology Industry Council) [3] нормирующих амплитуду и длительность помех, которые все компьютерное оборудование

должно выдерживать без нарушения работоспособности. Так как не малая доля компьютерного оборудования, применяемая у нас, производится в фирмах этих стран, то целесообразно учитывать рекомендации ИТЭС для нормирования провалов напряжения в наших сетях. Данные рекомендации являются обобщенными и распространяются на все компьютерное оборудование.

КЭ на месте производства не гарантирует ее качества на месте потребления. Не редко значения ПКЭ у потребителей выходят за допустимые нормы. Существует несколько причин ухудшения КЭ, одной из которых является подключение к электрической сети электроприемников с нелинейным сопротивлением. Данные потребители оказывают негативное влияние, как на систему электроснабжения, так и на нормальную работу других электропотребителей [4]. Коммутации мощных нагрузок, подключенных к электрической сети, являются причинами возникновения провалов напряжения, которые достаточно негативно влияют на чувствительную аппаратуру. Для улучшения ПКЭ необходимо производить оценку их реальных значений в сравнении с нормативными данными.

Довольно часто к тяговым подстанциям, питающим железные дороги, подключены различные промышленные предприятия, в которых, как правило используется чувствительное компьютерное оборудование. При этом в результате коммутации больших нагрузок (тяговых двигателей электровозов) на фидерах тяговых подстанций, питающих промышленные предприятия, наблюдается ухудшение ПКЭ, негативно влияющих на чувствительное компьютерное оборудование.

Для оценки и определения, наиболее часто возникающих нарушений на фидере тяговой подстанции произведена регистрация ПКЭ анализатором напряжения PQube 2.1.

Регистрация осуществлялась в течение трех месяцев. За данное время анализатором было зарегистрировано 93 события, из которых 53 – это провалы напряжения, 10 – перенапряжения, 30 – искажения кривой напряжения.

Зарегистрированные искажения кривой напряжения (рис. 1) имеют небольшую длительность и, как правило, не являются причиной нарушения нормальной работы большинства оборудования. Искажения кривой напряжения негативно влияют на оборудование, в которых учитывается прохождение фазы напряжения через ноль. К примеру, данные искажения могут быть причиной кратковременных нарушений нормальной работы регуляторов яркости светосигнального оборудования аэропортов.

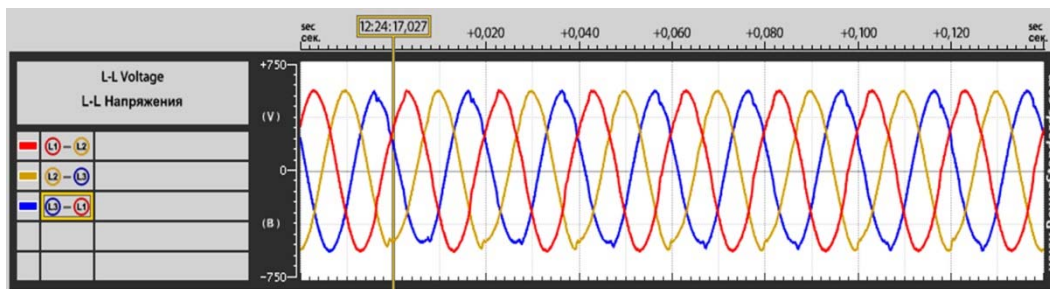


Рис. 1. Регистрация искажения кривой напряжения

Зарегистрированные перенапряжения (рис. 2) не превышают 13% номинального значения и также являются кратковременными. Кратковременные и невысокие значения превышения напряжения не вызывают нарушений в работе оборудования.

Распределение зарегистрированных провалов напряжения на кривой ИТЭС показано на рис. 3. Граница, соответствующая провалам напряжения, определяется на основании кривой ИТЭС, указанного в стандарте IEEE 446. Наиболее часто в исследуемой электрической сети преобладают провалы длительностью от 20 до 300 мс. Напряжение большинства провалов сосредоточилось в диапазоне 60–90 % номинального. Как видно из рис. 3 из 53 провалов 17 являются негативными и приводят к нарушениям нормального функционирования компьютерного оборудования, которое может быть подключено к исследуемому фидеру. Оставшиеся провалы входят в зону нормальной работоспособности и соответственно не влияют на работу оборудования.

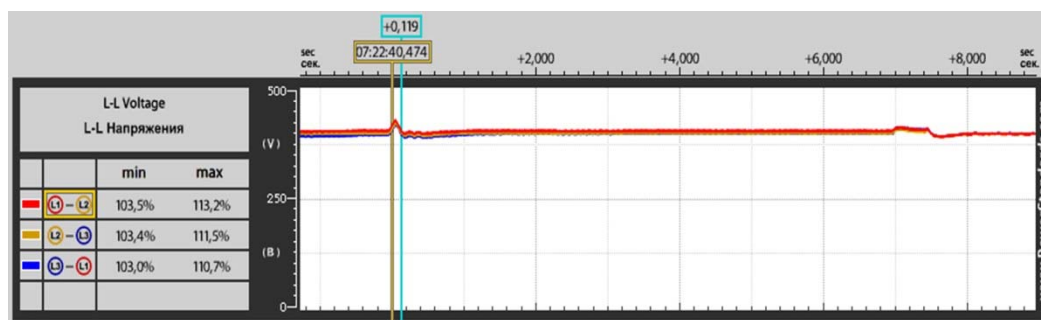


Рис. 2. Регистрация перенапряжения

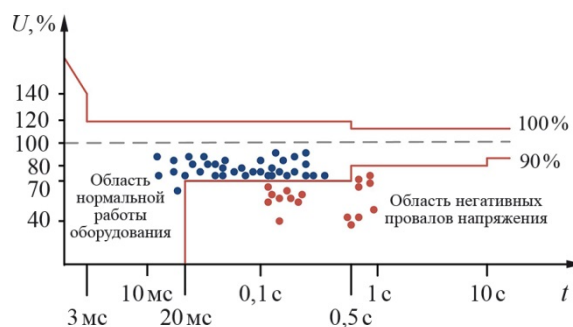


Рис. 3. Распределение провалов напряжения на кривой ИТЭС

Для компенсации провалов напряжения на стороне нагрузки предлагается применение устройства динамического восстановления напряжения (ДВН) с аккумулятирующим суперконденсаторным модулем. Принцип работы устройства ДВН описан в [5, 6]. По методике, описанной в [5], произведены расчеты необходимой емкости суперконденсаторного модуля для компенсации каждого провала на нагрузке 22 кВ·А и построена гистограмма (рис. 4).

Анализ качества электрической энергии фидера тяговой подстанции показал наличие нарушений ПКЭ. Зарегистрированные кратковременные искажения кривой напряжения и перенапряжения не нарушают нормальную работу чувствитель-

ного оборудования. Анализируя зарегистрированные провалы напряжения можно сделать вывод о негативном влиянии 17 провалов напряжения на чувствительное оборудование, которое может быть подключено к исследуемому фидеру. Согласно гистограмме, для компенсации большинства провалов напряжения устройством ДВН на нагрузке мощностью 22 кВ·А требуется 20 Фарад емкости суперконденсаторного модуля, а для компенсации всех провалов требуется модуль с емкостью 150 Фарад.

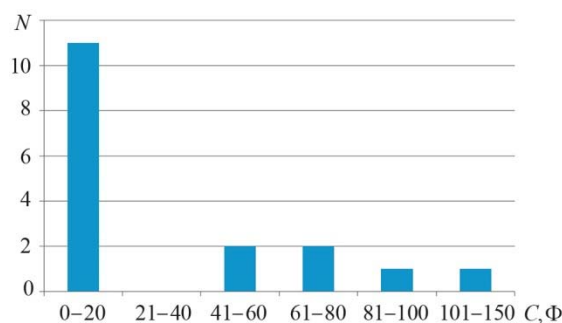


Рис. 4. Гистограмма распределения емкости

Список литературы

1. Гражданский кодекс РФ.
2. ГОСТ 32144 – 2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
3. Information Technology Industry Council, (CBEMA) curve application note, October 2000.
4. Супрун А. С. Контроль показателей качества электрической энергии // Энергобезопасность и энергосбережение, 2006, № 1. – С. 7–9.
5. Еналдиев В. Г., Меркушев Д. В. Устройство защиты оборудования от кратковременных провалов напряжения // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2016, № 1 (74). – С. 75–79.
6. Меркушев Д. В., Еналдиев В. Г. Имитационная модель энергоэффективного устройства компенсации кратковременных провалов напряжения // Энергобезопасность и энергосбережение, 2017, № 1. – С. 27–29.

Еналдиев Валерий Георгиевич, аспирант кафедры промышленной электроники Северо-Кавказского горно-металлургического института (СКГМИ-ГТУ).

E-mail: valera_0527@mail.ru

Меркушев Дмитрий Викторович, канд. техн. наук, доцент кафедры промышленной электроники Северо-Кавказского горно-металлургического института (СКГМИ-ГТУ).

E-mail: merkushev_d@hotmail.ru

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

УДК 621.314

А. С. Лямов, А. В. Паздерин, С. А. Солодянкин

Анализ характеристик мощности электропередач с устройствами FACTS

Статья посвящена разработке методики расчета характеристик мощности линии электропередачи с различными современными компенсирующими устройствами и способов учета указанных устройств при расчетах режимов и устойчивости сложных энергосистем. В качестве примеров таких устройств рассмотрены: статические тиристорные компенсаторы и управляемые шунтирующие реакторы (СТК/УШР), компенсирующее устройство, выполненное на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМ), объединенный регулятор потока мощности (ОРПМ). Отмечена необходимость учета режима напряжения точки подключения и ограничения тока преобразователя СТАТКОМа (ОРПМ) при построении характеристик мощности. Предлагаемая методика моделирования устройств FACTS пригодна для численных расчетов переходных процессов, в частности, оценки влияния на уровень динамической устойчивости параллельной работы при конечных возмущениях в электроэнергетической системе.

Ключевые слова: энергосистема, угловая характеристика мощности, статический синхронный компенсатор, объединенный регулятор потока мощности.

В энергетически развитых странах мира проявляется интерес к устройствам, позволяющим комплексно решать задачи обеспечения требуемых показателей надежности ЭЭС, а также снижения суммарных затрат на передачу электрической энергии за счет исключения нового сетевого строительства. Такими устройствами являются статические устройства на основе силовой электроники, используемые для повышения пропускной способности и показателей управляемости электропередач [1–5], определяющие свойства гибких систем передачи переменного тока (ГСППТ, в зарубежной терминологии – FACTS). Активное электротехническое сетевое оборудование ГСППТ способно изменять характеристики электропередачи с целью оптимизации режимов работы электрической сети сразу по нескольким критериям: пропускная способность, уровень технологических потерь, устойчивость, перераспределение потоков мощности, качество электроэнергии и т. д. Кроме того, устройства ГСППТ способны дополнять либо исключать управляющие воздействия устройств противоаварийной автоматики (ПА).

В силу особенностей исторического развития Единой энергетической системы России устройства ГСППТ пока не получили широкого применения в российской электроэнергетике.

В связи с развитием технологий ГСППТ актуальной является разработка методов оценки сравнительной эффективности указанных устройств для рекомендаций

по возможному их применению в ЕЭС России. Одним из направлений является разработка методики расчета характеристик мощности линии электропередачи с различными современными компенсирующими устройствами и способов учета указанных устройств при расчетах режимов и устойчивости сложных энергосистем. В качестве примеров таких устройств рассмотрены: статические тиристорные компенсаторы и управляемые шунтирующие реакторы, обладающие сходными характеристиками (СТК/УШР), компенсирующее устройство, выполненное на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМ), объединенный регулятор потока мощности (ОРПМ [1–5]).

Подключение устройств регулирования изменяет характеристики мощности электропередачи. Сопоставление характеристик мощности различных устройств дает важную информацию об их относительной эффективности. Приведенные ниже характеристики мощности рассчитаны для условной линии электропередачи с $x_{\text{л}} = 1$. Принимается, что напряжения по концам поддерживаются постоянными $U_1 = U_2 = 1$. Энергосистема с напряжением U_1 принимается в качестве отправной,

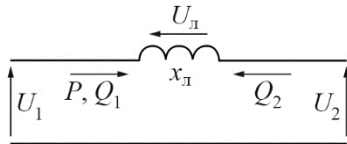


Рис. 1. Упрощенная схема электропередачи

с напряжением U_2 – приемной (рис. 1). Тогда предел передаваемой мощности некомпенсированной электропередачи будет также равен $P_{\text{max}} = 1$.

Уравнение для активной мощности, передаваемой по линии электропередачи переменного тока (при пренебрежении потерями в линии), можно записать в виде [1]:

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{x_{\text{л}}} \cdot \sin \delta, \quad (1)$$

где U_1 и U_2 – напряжения на шинах отправной и приемной энергосистем;

$x_{\text{л}}$ – индуктивное сопротивление линии;

δ – угол между векторами напряжений $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_2$.

Уравнение для реактивной мощности в начале линии переменного тока имеет вид:

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{x_{\text{л}}} - \frac{U_1 \cdot U_2}{x_{\text{л}}} \cdot \cos \delta. \quad (2)$$

При подключении в середине линии компенсирующего устройства схема приобретает вид, представленный на рис. 2.

Удобным приемом, позволяющим свести вычисление передаваемой мощности к простейшему выражению, является определение эквивалентной ЭДС, образованной напряжением приемной системы U_2 и ЭДС компенсирующего устройства (выделено пунктирной линией на рисунке) в соответствии с правилом определения эквивалентной ЭДС [6]:

$$\dot{E}_{\text{экв}} = \frac{\sum_i \dot{E}_i \cdot \dot{Y}_i}{\sum_i \dot{Y}_i}, \quad \dot{Y}_{\text{экв}} = \sum_i \dot{Y}_i, \quad (3)$$

где $\dot{Y}_i$ – проводимость i -й ветви, примыкающей к узлу;

$\dot{E}_i$ – ЭДС ветви с проводимостью $\dot{Y}_i$.

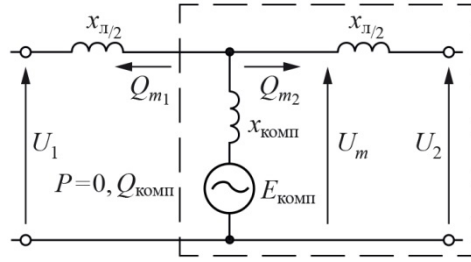


Рис. 2. Схема электропередачи для расчета характеристик мощности с учетом компенсирующих устройств:

U_m – напряжение в точке подключения компенсирующего устройства; $E_{\text{комп}}$ – внутренняя ЭДС компенсирующего устройства; $Q_{\text{комп}}$ – вырабатываемая или потребляемая реактивная мощность компенсирующего устройства; Q_{m1} – часть реактивной мощности компенсирующего устройства, направленная к отправной энергосистеме; Q_{m2} – часть реактивной мощности компенсирующего устройства, направленная к приемной энергосистеме

Этот подход позволяет выполнять расчет характеристик мощности линии электропередачи с включенным компенсирующим устройством на основе общего выражения:

$$P = \frac{U \cdot E_{\text{ЭКВ}}}{x_{\text{ЭКВ}}} \sin \delta_{\text{ЭКВ}}; \quad (4)$$

приемы определения $E_{\text{ЭКВ}}$, $x_{\text{ЭКВ}}$ и $\delta_{\text{ЭКВ}}$ для каждого компенсирующего устройства рассмотрены ниже.

Параметр $x_{\text{ЭКВ}}$ в формуле (4) вычисляется с учетом деления линии на два участка:

$$x_{\text{ЭКВ}} = x_{\text{л/2}} + \frac{1}{y_{\text{ЭКВ}}},$$

где $x_{\text{л/2}}$ – индуктивное сопротивление участка линии, примыкающего к отправной энергосистеме (U_1), $y_{\text{ЭКВ}} = |\dot{Y}_{\text{ЭКВ}}|$.

Последнее выражение справедливо при неучете активных сопротивлений элементов электропередачи.

Принимается, что вектор напряжения U_2 совмещен с вещественной осью комплексной плоскости.

Характеристика мощности строится по выражению (4) при изменении угла δ ($\delta_{\text{ЭКВ}}$) от 0 до 180 градусов. Переменной величиной является заданная мощность устройства (СТК, СТАТКОМ и ОРПМ).

При включении «пассивных» элементов (СТК, УШР) – вычисляется только модуль эквивалентной ЭДС, «активных» элементов (СТАТКОМ, ОРПМ) – модуль и фаза.

Последнее утверждение может быть проиллюстрировано на основе записи комплексного выражения мощности, передаваемой по линии, в середине которой включено компенсирующее устройство:

$$P + jQ = \dot{U}_1 \cdot \bar{I}_{12} = \dot{U}_1 \cdot \overline{\left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{E}_{\text{ЭКВ}}}{jx_{\text{ЭКВ}}} \right)}, \quad (5)$$

где черта сверху обозначает сопряженную комплексную величину. Подключенное в середине линии компенсирующее устройство заменено эквивалентом в соответствии с правилами (3).

При подключении в середине линии устройства типа СТАТКОМ вычисление эквивалентной ЭДС выполняется с учетом ЭДС СТАТКОМа $E_{\text{ст}}$ и его проводимости $b_{\text{ст}}$ (пояснения по заданию величин $E_{\text{ст}}$ и $b_{\text{ст}}$ приведены ниже):

$$\begin{aligned}\dot{E}_{\text{эКВ}} &= \frac{\sum_i \dot{E}_i \cdot \dot{y}_i}{\sum_i \dot{y}_i} = \frac{U_2 \cdot b_{\text{л}/2} + E_{\text{ст}} \cdot b_{\text{ст}} \cdot e^{j\frac{\delta_{\text{л}}}{2}}}{b_{\text{л}/2} + b_{\text{ст}}}; \\ X_{\text{эКВ}} &= X_{\text{л}/2} + \frac{1}{b_{\text{л}/2} + b_{\text{ст}}},\end{aligned}\quad (6)$$

где $b_{\text{л}/2}$ – проводимость участка, соответствующего половине длины линии.

В результате преобразования правой части выражения (6), заменяя отношения $b_{\text{л}/2}/(b_{\text{л}/2} + b_{\text{ст}}) = k_{b1}$ и $\frac{b_{\text{ст}}}{b_{\text{л}/2} + b_{\text{ст}}} = k_{b2}$, получим:

$$\dot{E}_{\text{эКВ}} = U_2 \cdot k_{b1} + E_{\text{ст}} \cdot k_{b2} \cdot e^{j\frac{\delta_{\text{л}}}{2}}. \quad (7)$$

Сопряженная $\dot{E}_{\text{эКВ}}$ комплексная величина имеет следующий вид:

$$\bar{E}_{\text{эКВ}} = U_2 \cdot k_{b1} + E_{\text{ст}} \cdot k_{b2} \cdot e^{-j\frac{\delta_{\text{л}}}{2}}. \quad (8)$$

Подстановка (8) в (5) позволяет получить следующий результат:

$$\begin{aligned}P + jQ &= \dot{U}_1 \cdot \overline{\left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{E}_{\text{эКВ}}}{jX_{\text{эКВ}}} \right)} = \\ &= \frac{U_1 \cdot e^{j\delta} \left(U_1 \cdot e^{-j\delta} - U_2 \cdot k_{b1} - E_{\text{ст}} \cdot k_{b2} \cdot e^{-j\frac{\delta_{\text{л}}}{2}} \right)}{-jX_{\text{эКВ}}} = \\ &= \frac{U_1^2}{-jX_{\text{эКВ}}} - \frac{U_1 U_2 \cdot k_{b1} e^{j\delta}}{-jX_{\text{эКВ}}} - \frac{U_1 E_{\text{ст}} \cdot k_{b2} \cdot e^{j\frac{\delta_{\text{л}}}{2}}}{-jX_{\text{эКВ}}}.\end{aligned}\quad (9)$$

После преобразований и разделения вещественной и мнимой составляющих последнее выражение (9) дает:

$$P = \frac{U_1 U_2 \cdot k_{b1}}{X_{\text{эКВ}}} \sin \delta + \frac{U_1 \cdot E_{\text{ст}} k_{b2}}{X_{\text{эКВ}}} \sin \frac{\delta}{2}, \quad (10)$$

$$Q = \frac{U_1^2}{X_{\text{эКВ}}} - \frac{U_1 U_2 \cdot k_{b1}}{X_{\text{эКВ}}} \cos \delta - \frac{U_1 \cdot E_{\text{ст}} k_{b2}}{X_{\text{эКВ}}} \cos \frac{\delta}{2}. \quad (11)$$

Сопряженный комплекс $\bar{E}_{\text{эКВ}}$ может быть представлен в другой форме:

$$\begin{aligned}\bar{E}_{\text{эКВ}} &= U_2 \cdot k_{b1} + E_{\text{ст}} \cdot k_{b2} \cdot e^{-j\frac{\delta_{\text{л}}}{2}} = \\ &= U_2 \cdot k_{b1} + E_{\text{ст}} \cdot k_{b2} \cdot \cos \frac{\delta}{2} - j E_{\text{ст}} \cdot k_{b2} \cdot \sin \frac{\delta}{2} = \\ &= \text{Re}(\bar{E}_{\text{эКВ}}) + j \text{Im}(\bar{E}_{\text{эКВ}}) = E_{\text{эКВ} \text{ м}} \cdot e^{-j\varphi}.\end{aligned}\quad (12)$$

Модуль эквивалентной ЭДС вычисляется в соответствии с выражением:

$$E_{\text{экв}m} = \sqrt{\left(U_2 \cdot k_{b1} + E_{\text{ст}} \cdot k_{b2} \cdot \cos \frac{\delta}{2} \right)^2 + \left(E_{\text{ст}} \cdot k_{b2} \cdot \sin \frac{\delta}{2} \right)^2}. \quad (13)$$

Угол поворота вектора эквивалентной ЭДС определяется отношением:

$$\varphi = \arctg \frac{E_{\text{ст}} \cdot k_{b2} \cdot \sin \frac{\delta}{2}}{U_2 \cdot k_{b1} + E_{\text{ст}} \cdot k_{b2} \cdot \cos \frac{\delta}{2}}. \quad (14)$$

Выражение для мощности с учетом (13), (14) запишется в следующем виде:

$$\begin{aligned} P + jQ &= \dot{U}_1 \cdot \overline{\left(\frac{\dot{U}_1 - \dot{E}_{\text{экв}}}{jx_{\text{экв}}} \right)} = \frac{U_1 e^{j\delta} U_1 e^{-j\delta} - U_1 e^{j\delta} E_{\text{экв}m} e^{-j\varphi}}{-jx_{\text{экв}}} = \\ &= j \left(\frac{U_1^2}{x_{\text{экв}}} - \frac{U_1 E_{\text{экв}m}}{x_{\text{экв}}} \cos(\delta - \varphi) \right) + \frac{U_1 E_{\text{экв}m}}{x_{\text{экв}}} \sin(\delta - \varphi). \end{aligned} \quad (15)$$

Первый член в (15) представляет реактивную мощность, второй – активную. Выражения активной и реактивной мощности подтверждают необходимость учета сдвига фазы эквивалентной ЭДС, отмеченного в выражении (4).

При построении характеристики мощности электропередачи с устройством типа СТАТКОМ в соответствии с рекомендациями [5] принималось, что в режиме генерации реактивной мощности ЭДС СТАТКОМа превышает напряжение в точке его подключения на величину $\Delta E_{\text{ст}}$, такую, чтобы ток устройства равнялся номинальному. Индуктивное сопротивление сглаживающего реактора и согласующего трансформатора $x_{\text{ст}}$ выбирается в диапазоне 0,1...0,2 о.е. (соответственно, $b_{\text{ст}} = 10...5$ о.е.). В качестве примера, при напряжении в точке подключения СТАТКОМа, равном $U_{\text{ст}} = U_m = 1$ о.е., ЭДС, равной $E_{\text{ст}} = U_{\text{ст}} + \Delta E_{\text{ст}} = 1,2$ о.е., устройство, имеющее индуктивное сопротивление 0,2 о.е. и мощность равную 1 о.е., посылает в сеть ток равный единице. При изменении мощности СТАТКОМа $S_{\text{ст}}$ его ЭДС, принятая в соответствии с $x_{\text{ст}}$, сохраняется, а проводимость пересчитывается в соответствии с выражением (справедливо в о.е.)

$$b_{\text{ст}} = S_{\text{ст}} / x_{\text{ст}}.$$

Таким образом, устройство поперечного включения (СТАТКОМ, а также поперечный преобразователь ОРПМ) моделируется при расчете характеристик мощности постоянной ЭДС и переменной проводимостью, выбираемой в соответствии с заданными номинальной мощностью и индуктивным сопротивлением связи с сетью.

Расчет характеристик мощности электропередачи с объединенным регулятором перетока мощности (ОРПМ, рис. 3) также выполняется в предположении, что устройство установлено в середине линии. Поперечно включенная часть ОРПМ (СТАТКОМ) воздействует на величину $U_{\text{ст}}$ в соответствии с заданной мощностью, а продольно включенная часть (ПСТАТКОМ) создает составляющую ЭДС, зависящую от угла регулирования ρ (например, при $\rho=0$ совпадающую по фазе с вектором падения напряжения на участке $U_{\text{ст}} - U_2$ линии).

При построении характеристики мощности ОРПМ предполагается, что оба преобразователя, один из которых обеспечивает регулирование напряжения в точке подключения и питание второго, а другой – создание продольной ЭДС, имеют одинаковую номинальную мощность. Таким образом, установленная мощность устройства ОРПМ равна удвоенной мощности каждого из преобразователей.

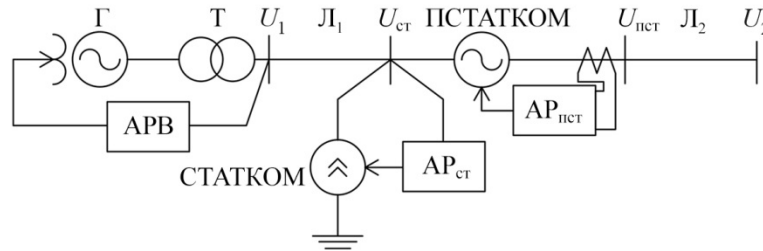


Рис. 3. Схема электропередачи с ОРПМ (АР – автоматический регулятор)

Получить выражение для эквивалентной ЭДС устройства ОРПМ в общем виде (подобном (15)) невозможно, поскольку данная ЭДС получена векторным сложением эквивалентной ЭДС, образованной напряжением приемной энергосистемы U_2 и ЭДС СТАТКОМа, и поперечной составляющей, вносимой вторым (последовательно включенным в линию) преобразователем ОРПМ. При принятых допущениях эквивалентная ЭДС, эквивалентное индуктивное сопротивление и угол $\delta_{\text{экв}}$ вычисляются в соответствии с заданной величиной угла регулирования ОРПМ ρ (рис. 4). Угол ρ отсчитывается от прямой, перпендикулярной вектору напряжения в точке подключения первого преобразователя.

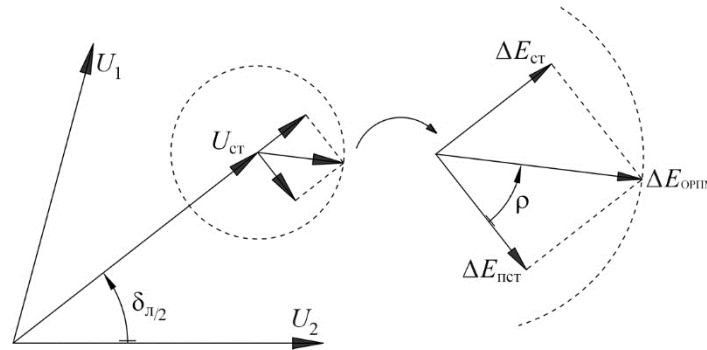


Рис. 4. К вычислению составляющих эквивалентной ЭДС ОРПМ

На первом этапе вычисляется эквивалентная ЭДС, образованная напряжением энергосистемы (U_2) и поперечной ЭДС первого преобразователя ОРПМ (СТАТКОМа) в соответствии с выражениями (12) – (15):

$$E_{\text{э1}} = \frac{\sqrt{A^2 + B^2}}{(b_{\text{л}/2} + b_{\text{ст}})}, \quad (16)$$

где $A = U_2 \cdot b_{\text{л}/2} + E_{\text{ст}} \cdot b_{\text{ст}} \cdot \cos \frac{\delta}{2}$, $B = E_{\text{ст}} \cdot b_{\text{ст}} \cdot \sin \frac{\delta}{2}$, $b_{\text{ст}} = \frac{S_{\text{ст}} \cdot \sin \rho}{x_{\text{ст}}}$.

Последнее выражение отвечает отмеченному выше принципу построения модели СТАТКОМа в виде постоянной ЭДС, подключаемой к сети посредством изменяющейся (в соответствии с задаваемой мощностью, условиями регулирования) проводимости.

Угол поворота эквивалентной ЭДС E_{ε_1} относительно напряжения U_2 вычисляется в соответствии с формулой (14):

$$\varphi_1 = \arctg \frac{B}{A};$$

эквивалентная проводимость равна сумме проводимостей ветвей:

$$b_{\varepsilon_1} = b_{л/2} + b_{ст}.$$

На следующем этапе расчета к вычисленной эквивалентной ЭДС добавляется продольная составляющая, ориентированная перпендикулярно напряжению U_m ($U_{ст}$):

$$E_{\varepsilon_2} = \sqrt{A_1^2 + B_1^2}, \quad (17)$$

$$\text{где} \quad A_1 = E_{\varepsilon_1} + \Delta E_{пст} \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2} - \varphi_1\right) \cdot \cos \rho; \quad (18)$$

$$B_1 = \Delta E_{пст} \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2} - \varphi_1\right) \cdot \cos \rho. \quad (19)$$

Угол сдвига ЭДС E_{ε_2} относительно E_{ε_1} при принятом способе отсчета угла ρ вычисляется с помощью выражения:

$$\varphi_2 = \arctg \frac{B_1}{A_1};$$

при угле регулирования $\rho = 0$ и отличном от нуля $\Delta E_{пст}$ угол φ_2 обеспечивает сдвиг фазы E_{ε_2} в сторону отставания по отношению к E_{ε_1} (рис. 4), поэтому результирующий угол сдвига эквивалентной ЭДС вычисляется следующим образом:

$$\varphi = \varphi_1 - \varphi_2.$$

Предлагаемая методика позволяет учесть конечное сопротивление последовательного трансформатора ПСТАТКОМа, которым обычно пренебрегают при приближенном анализе [4, 5]. Сопротивление участка линии электропередачи с включенным ПСТАТКОМом вычисляется на основе выражения:

$$\frac{1}{x_{\varepsilon_2}} = \frac{1}{x_{л/2} + x_{пст}} + b_{ст},$$

где $x_{пст}$ – индуктивное сопротивление последовательного трансформатора ПСТАТКОМа ($x_{пст} = 0,04 \dots 0,08$ о.е.). Указанное сопротивление учитывается и при вычислениях по выражению (16).

Результирующее сопротивление определяется суммированием:

$$x_{\varepsilon кв} = x_{л/2} + x_{\varepsilon_2}.$$

При заданном угле δ электромагнитная мощность вычисляется по формуле:

$$P = \frac{U_1 \cdot E_{\Sigma 2}}{x_{\text{экв}}} \cdot \sin(\delta - \varphi). \quad (20)$$

Известные по литературным источникам характеристики мощности электропередачи с устройством ОРПМ получаются на основе упрощенных выражений типа (5). Для отправного конца электропередачи выражение мощности записывается следующим образом [5]:

$$P + jQ = \dot{U}_1 \overline{\left(\frac{\dot{U}_1 - \Delta \dot{E} - \dot{U}_2}{jx_{\text{л}}} \right)}. \quad (21)$$

Совместив вещественную ось с точкой подключения ЭДС СТАТКОМа (середине линии, напряжение $U_{\text{ст}}$), и принимая $U_1 = U_{\text{ст}} = U_2$ можно записать:

$$\dot{U}_1 = U_{\text{ст}} e^{j\frac{\delta}{2}}, \quad \dot{U}_2 = U_{\text{ст}} e^{-j\frac{\delta}{2}}, \quad \Delta \dot{E} = \Delta E_{\text{ОРПМ}} e^{j(\rho - \frac{\pi}{2})}. \quad (22)$$

Множитель при j в последнем выражении соответствует выбранному способу отсчета угла регулирования ρ . Подставив правые части выражений (22) в (21), получим:

$$P = \frac{U_1 U_2}{x_{\text{л}}} \sin \delta + \frac{U_1 \Delta E_{\text{ОРПМ}}}{x_{\text{л}}} \cos\left(\frac{\delta}{2} - \rho\right); \quad (23)$$

$$Q = \frac{U_1^2}{x_{\text{л}}} - \frac{U_1 U_2}{x_{\text{л}}} \cos \delta + \frac{U_1 \Delta E_{\text{ОРПМ}}}{x_{\text{л}}} \sin\left(\frac{\delta}{2} - \rho\right). \quad (24)$$

Результаты расчетов по выражениям (20) и (23) практически совпадают. Следует, однако, отметить, что полученные таким образом результаты содержат общую методическую погрешность, связанную с отсутствием учета режима напряжения $U_{\text{ст}}$ и ограничения тока преобразователя СТАТКОМа (ОРПМ) при изменении угла δ , что существенно преувеличивает влияние СТАТКОМа (ОРПМ) на режим работы электропередачи. В рамках разработанной методики расчета с использованием эквивалентной ЭДС учет указанных ограничений выполняется весьма просто. При использовании методики, основанной на применении выражений (23), (24) учет данных ограничений невозможен. Разработанная методика расчета характеристик мощности на основе определения эквивалентных ЭДС свободна от этого недостатка. Данная методика удобна и для выполнения расчетов переходных процессов при возмущениях.

На рис. 5–7 приведены рассчитанные по предлагаемой методике характеристики мощности электропередачи, компенсированной с помощью СТК, СТАТКОМа и ОРПМ (для двух последних – с учетом упомянутых ограничений). Мощность подключаемых устройств компенсации задается в долях пропускной способности рассматриваемой линии электропередачи. Для последнего устройства указана полная мощность в виде удвоенной мощности единичного преобразователя.

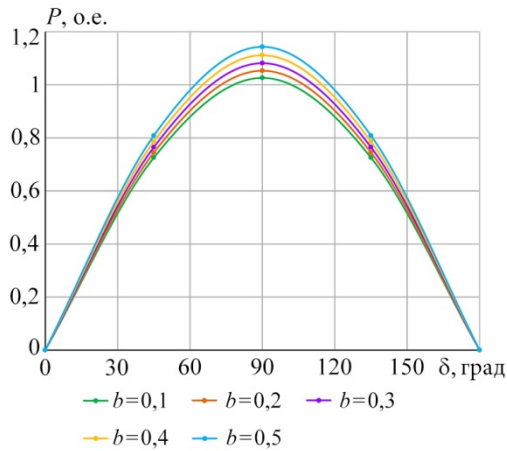


Рис. 5. Характеристики мощности электропередачи с СТК/УШР:
 b – проводимость компенсирующего устройства (о.е.)

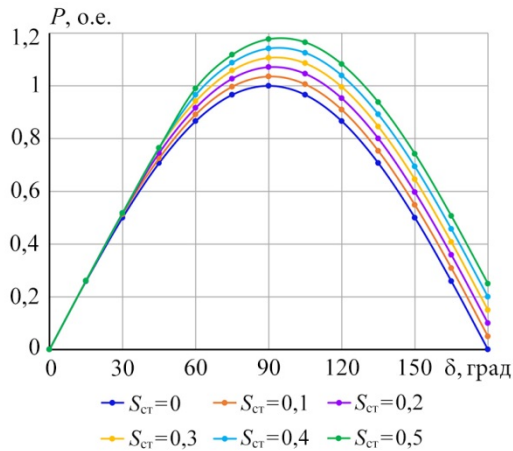


Рис. 6. Характеристики мощности электропередачи со СТАТКОМом:
 $S_{ст}$ – полная мощность СТАТКОМа (о.е.)

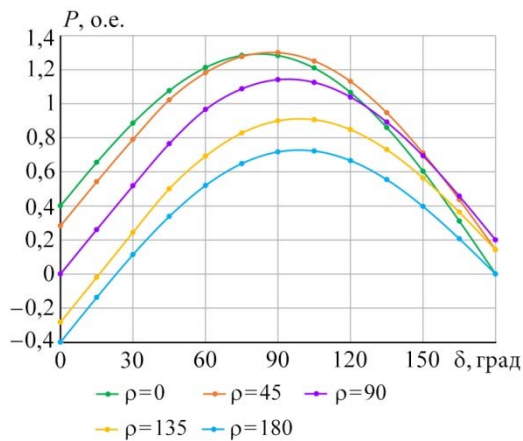


Рис. 7. Характеристики мощности электропередачи с ОРПМ при мощности устройства $S = 2 \times 0,4$ (о.е.) и изменении углов регулирования ρ (град)

Полученные характеристики мощности дают обширный материал для сравнения. Их сопоставление указывает на большую эффективность компенсирующих устройств, выполненных на основе преобразователей напряжения. Можно отметить, что регулирование режима работы электропередачи с помощью продольного источника синхронной ЭДС (ПСТАТКОМа) повышает амплитуду характеристики мощности по сравнению с применением только поперечного регулирования (за счет СТАТКОМа), кривые рис. 7 при углах регулирования $\rho = 0^\circ$ и 45° . Угол регулирования $\rho = 90^\circ$ соответствует работе СТАТКОМа. При этом диапазон регулирования мощности за счет изменения угла ρ достаточно велик (около 0,6 о.е.).

Выводы

Разработана методика расчета характеристик мощности электропередачи с компенсирующими устройствами типа СТАТКОМ, ОРПМ для сравнения эффективности влияния устройств ГСППТ на режимы работы энергосистем. В основу разработанных методов математического моделирования положено воспроизведение внешних характеристик рассматриваемых устройств ГСППТ. При одинаковых параметрах линии и устройств характеристики мощности, рассчитанные по разработанной методике и аналитическим выражениям практически совпадают. Отмечена

необходимость учета режима напряжения точки подключения и ограничения тока преобразователя СТАТКОМа (ОРПМ) при построении характеристик мощности.

Выполнено предварительное сравнение эффективности устройств ГСППТ, которое позволило отметить влияние устройства параллельного подключения, выполненного на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМа), на повышение амплитуды характеристики мощности, а также заметное влияние на этот показатель последовательно включенного синхронного источника ЭДС (ПСТАТКОМа). Диапазон регулирования активной мощности электропередачи, обусловленный изменением угла регулирования ПСТАТКОМа в пределах $0-180^\circ$, достаточно велик и может использоваться для динамической или стационарной коррекции режима работы электроэнергетической системы.

Предлагаемая методика моделирования устройств ГСППТ пригодна для численных расчетов переходных процессов, в частности, оценки влияния на уровень динамической устойчивости параллельной работы при конечных возмущениях в электроэнергетической системе.

Список литературы

1. Кочкин В. И., Шакарян Ю. Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. – М.; ТОРУС ПРЕСС, 2011. – 312 с.
2. Паздерин А. В., Солодянкин С. А. Повышение надёжности функционирования энергосистем за счёт технологий гибких систем передачи переменного тока // Электрические станции. – 2009. – № 5. – С. 38–41.
3. Паздерин А. В., Солодянкин С. А. Составляющие эффективности внедрения статических синхронных компенсаторов в электрических сетях // Электрические станции. – 2012. – № 11. – С. 34–39.
4. Hingorani N. G., Gyugyi L. Understanding FACTS, IEEE Press, N.Y., 2000, 428 pp.
5. Eremia M., Advanced Solutions in Power Systems, IEEE Press, 2016, 1063 pp.
6. Демирчян К. С., Нейман Л. Р., Коровкин Н. В., Чечурин В. Л. Теоретические основы электротехники: В 3 т. Учебник для вузов. Том 1. – 4-е изд. – СПб.: Питер, 2003. – 463 с.

Лямов Александр Сергеевич, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: aleksandrliamov@yandex.ru

Паздерин Андрей Владимирович, доктор техн. наук, заведующий кафедрой «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина.

E-mail: a.v.pazderin@urfu.ru

Солодянкин Сергей Александрович, диспетчер (оперативно-диспетчерской службы) Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала.

E-mail: solodsal@mail.ru

Дополнительные функции модернизированного УШРТ с расщепленными вентильными обмотками

Приведены сведения о техническом проекте УШРТ 500 кВ мощностью 180 Мвар, разработанном в 2012 году АО «НТЦ ФСК ЕЭС» по заказу ПАО «ФСК ЕЭС». Перечислены функции шинного и линейного УШРТ. Показано, что УШРТ с расщепленными вентильными обмотками позволяет уменьшить ток подпитки и сократить среднестатистическое время горения дуги однофазного замыкания фазы ЛЭП на землю, а оснащение линии электропередачи данным линейным УШРТ и релейной защитой линии, позволяющей детектировать погасание дуги замыкания фазы ЛЭП на землю, позволит сократить время цикла ОАПВ, увеличить вероятность успешного АПВ и повысить надежность работы энергосистемы. Установлено, что быстродействия УШРТ достаточно для предотвращения возбуждения резонанса, потенциально возникающего в неполнофазных режимах работы ЛЭП при степени компенсации зарядной мощности близкой к 100 %.

Помимо сведений о модернизированной системе управления УШРТ приведены основные результаты исследования влияния линейного реактора на работу сетевого оборудования. Во-первых, показано, что отключение выключателем УШРТ, работающего на холостом ходу, безопасно. Во-вторых, показано, что, фазоимпульсное управление тиристорными вентилями УШРТ позволяет осуществить включение УШРТ без апериодической составляющей в токах реактора и ЛЭП, а использование УШРТ на линиях (вместо ШР) позволяет устранить причину повреждения линейного выключателя в нормированном цикле «включение-отключение» без применения специальных дополнительных мер таких, как управляемая коммутация или предвключенные резисторы.

Ключевые слова: УШРТ, расщепленная вентильная обмотка, ОАПВ линии СВН, гашение дуги в цикле ОАПВ линии, резонансное повышение напряжения, неполнофазный режим работы ЛЭП, опробование ЛЭП напряжением, апериодический ток в элегазовом выключателе ЛЭП, переходной феррорезонанс, моделирование УШРТ.

Введение

Общие сведения о конструкции УШРТ

Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) – поперечно подключаемые устройства, позволяющие плавно изменять величину потребляемой ими реактивной мощности из электрической сети. В настоящее время практические применения нашли два типа УШР – управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы (УШРП) и управляемые тиристорными вентилями шунтирующие реакторы трансформаторного типа (УШРТ). Принцип работы УШРП основан на изменении эквивалентного индуктивного сопротивления реактора за счет регулирования степени насыщения его магнитопроводов постоянным током, получаемым с помощью специального преобразователя. Принцип работы УШРТ основан на изменении величины и длительности прохождения тока через реактор на каждом периоде промышленной частоты за счет фазоимпульсного управления тиристорными вентилями. Несмотря на различия в принципах работы УШРП и УШРТ у них есть

общее свойство – наличие в конструкции элементов с нелинейными характеристиками, что обуславливает наличие высших гармоник в токах сетевых обмоток УШР. Для улучшения гармонического состава сетевого тока УШР в обоих выше перечисленных типах реакторов традиционно применяют фильтры высших гармоник, подключаемые к специальной компенсационной обмотке.

В 2012 году АО «НТЦ ФСК ЕЭС» по заказу ПАО «ФСК ЕЭС» был разработан технический проект УШРТ новой конструкции, не требующей использования фильтров высших гармоник и обеспечивающей улучшенный гармонический состав потребляемого из сети тока реактора за счет использования расщепленных вентильных обмоток [1]. Принципиальная схема УШРТ 500 кВ с расщепленными вентильными обмотками (ВО) приведена на рис. 1. Электромагнитная часть УШРТ 500 кВ выполнена в виде трех отдельных фаз (рис. 2), каждая из которых включает по две сетевые полуобмотки (СО), по две вентильные обмотки и стержневой магнитопровод. На первом стержне размещены сетевая полуобмотка СО1 и вентильная обмотка ВО1, на втором – сетевая полуобмотка СО2 и вентильная обмотка ВО2. Между стержнями магнитный поток замыкается по верхнему и нижнему ярмам. Вентильные обмотки $ВО1_A$, $ВО1_B$ и $ВО1_C$ соединяются по схеме «треугольник», а вентильные обмотки $ВО2_A$, $ВО2_B$ и $ВО2_C$ по схеме «звезда». Вентильная часть УШРТ состоит из двух групп по три тиристорных вентиля. Тиристорные вентили обеих групп соединяются по схеме «треугольник». На рис. 1 в обозначении тиристорных вентилях $TV_{j.k}$ индекс j обозначает фазу, а индекс k – группу соединения ВО трансформатора. Каждый тиристорный вентиль, обозначенный на рис. 1 в виде двух единичных включенных встречно-параллельно тиристоров, состоит из последовательно соединенных двунаправленных тиристоров.

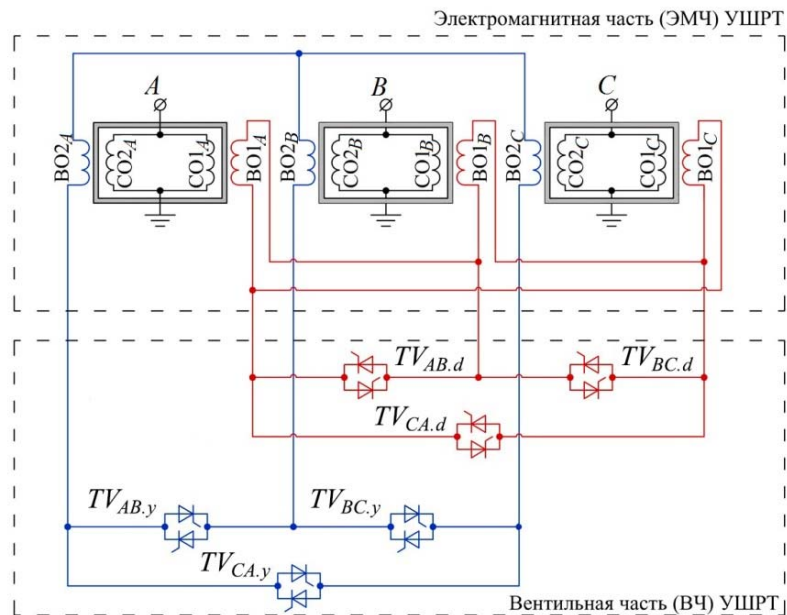


Рис. 1. Принципиальная схема УШРТ 500 кВ с расщепленными ВО

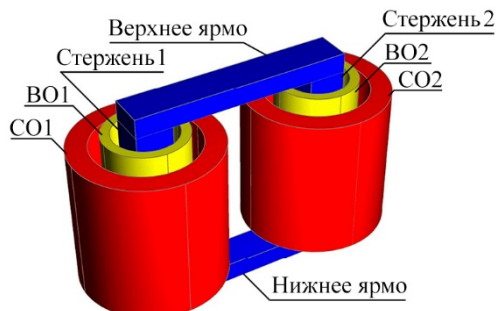


Рис. 2. Упрощенная схема фазы ЭМЧ УШРТ 500 кВ с расщепленными ВО

Функции УШРТ

Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) – поперечно подключаемые устройства, позволяющие плавно изменять величину потребляемой ими реактивной мощности из электрической сети. Основные функции УШР:

- регулирование напряжения в точке его присоединения и прилегающей сети;
- предотвращение режимов работы синхронных генераторов с потреблением ими реактивной мощности;
- повышения статической и динамической устойчивости энергосистем и устойчивости нагрузки;
- сокращения количества коммутаций батарей статических конденсаторов и уменьшения количества переключений устройств РПН трансформаторов.

Спектр функций УШРТ зависит от типа его подключения к сети (рис. 3). При подключении УШРТ к линейной отпайке (т. е. за выключателями) реактор в дополнение к основным функциям может использоваться для:

- снижения квазиустановившихся перенапряжений на линии при ее одностороннем включении на холостой ход;
- предотвращения появления апериодической составляющей в токах сетевых обмоток УШРТ и токах линейного выключателя при опробовании ЛЭП напряжением;

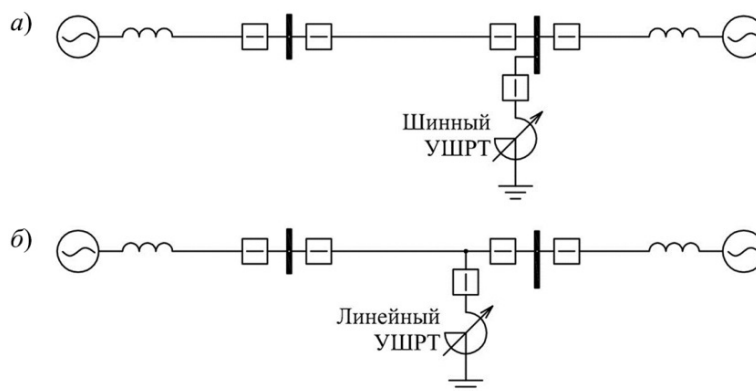


Рис. 3. Типы подключения УШРТ к сети

- уменьшения тока подпитки дуги короткого замыкания в цикле ОАПВ (ОАПВ – однофазное автоматическое повторное включение);
- предотвращения резонансного повышения напряжения, потенциально возможного в неполнофазных режимах работы компенсированной УШРТ линии при степени компенсации зарядной мощности ЛЭП близкой к 100%.

В 2016 году АО «НТЦ ФСК ЕЭС» по заказу ПАО «ФСК ЕЭС» была проведена научно-исследовательская и опытно-конструкторская работа по модернизации УШРТ 500 кВ для выполнения им функций линейного реактора. Далее приведены основные результаты проведенной НИОКР, в рамках которой были:

- разработаны алгоритмы управления УШРТ в цикле ОАПВ ЛЭП, обеспечивающие компенсацию тока подпитки дуги и предотвращение резонансного повышения напряжения на отключенной фазе ЛЭП, потенциально возникающего после погасания дуги;
- разработаны алгоритмы включения УШРТ, обеспечивающие безопасное для элегазовых выключателей ЛЭП опробование напряжением линии с УШРТ;
- разработаны алгоритмы включения УШРТ, предотвращающие возбуждение переходного феррорезонанса токами намагничивания УШРТ, потенциально возникающего на линиях с частотой собственных колебаний, близкой к 100 Гц;
- проведены исследования проблемы отключения малых индуктивных токов УШРТ выключателем;
- разработан регламент опытно-промышленной эксплуатации линейного УШРТ.

1. Работа УШРТ в цикле ОАПВ линии электропередачи

1.1. Компенсация тока подпитки дуги в цикле ОАПВ ЛЭП

На воздушных линиях электропередачи значительная часть однофазных коротких замыканий связана с попаданием разряда молнии в фазу ВЛ и последующим перекрытием изоляции ЛЭП. Грозовые и ряд других замыканий являются неустойчивыми (дуговыми), т. е. замыканиями способными самоликвидироваться за счет восстановления электрической прочности воздуха после отключения питания поврежденного участка сети. В том числе по этой причине, действующие нормативные документы, в частности ПУЭ, предписывают использование ОАПВ на линиях СВН.

Типовая последовательность событий при успешном ОАПВ приведена ниже. После возникновения однофазного замыкания релейная защита линии детектирует его и формирует команду на размыкание выключателей поврежденной фазы ЛЭП. После отключения поврежденной фазы линии от энергосистемы дуга короткого замыкания некоторое время продолжает гореть за счет ее подпитки от двух «здоровых» фаз ЛЭП благодаря их емкостным и электромагнитным связям с поврежденной фазой (рис. 4). С течением времени дуга растягивается, ее сопротивление увеличивается, и она гаснет. С этого момента начинается процесс восстановления электрической прочности воздушного пространства в месте замыкания. Через промежуток времени, называемый деионизационной паузой, производится присоединение отключенной фазы ЛЭП к энергосистеме и восстанавливается режим работы сети,

близкий к доаварийному. Интервал времени от момента отключения поврежденной фазы ЛЭП до ее повторного включения называют бестоковой паузой (временем цикла ОАПВ). Осциллограммы параметров режима работы ЛЭП и УШРТ приведены на рис. 5.

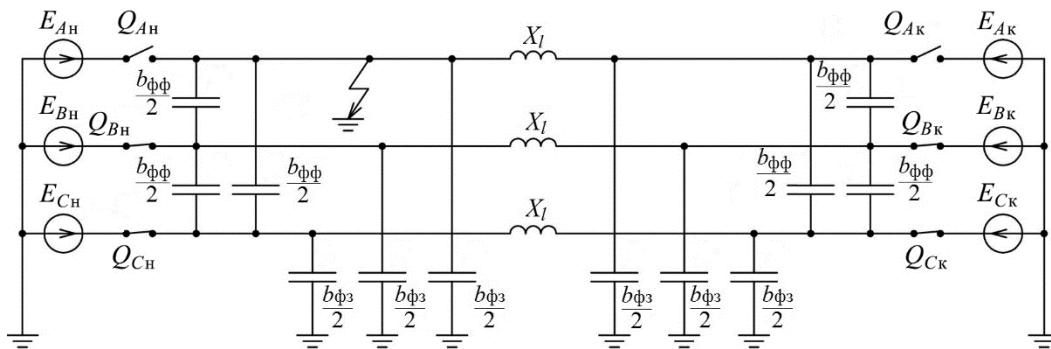


Рис. 4. Схема ЛЭП в цикле ОАПВ

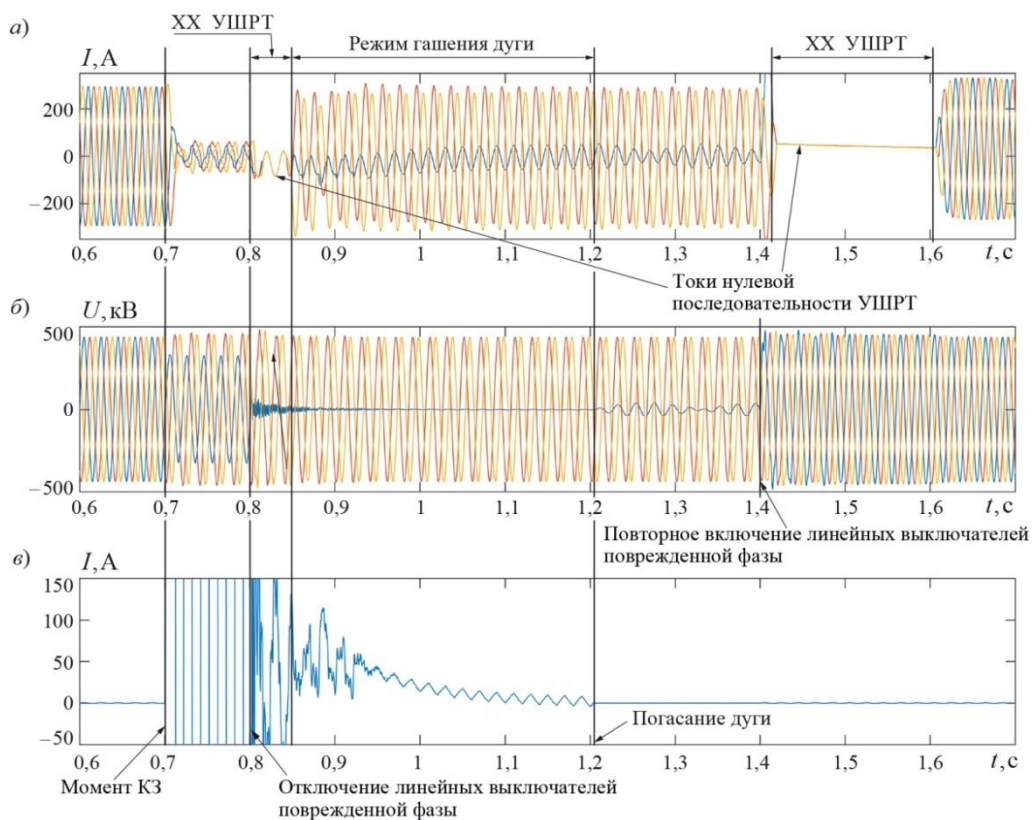


Рис. 5. Работа УШРТ в цикле ОАПВ линии 500 кВ с двусторонним питанием:

а) ток сетевых обмоток УШРТ; б) напряжения в точке подключения УШРТ;

в) расчетный ток дуги КЗ

Успешность гашения дуги зависит от величины тока подпитки дуги и случайных событий, таких как скорость ветра, влажность и других погодных факторов, поэтому говоря о времени горения дуги, обычно имеют в виду время, за которое дуга погаснет с заданной вероятностью. На основании экспериментальных данных в СССР были получены статистические зависимости времени погасания дуги однофазного замыкания на ЛЭП от тока дуги:

$$t_{0,95} = 0,2 + 2,86 \cdot 10^{-4} \cdot I_D^2,$$

где $t_{0,95}$ – время, за которое дуга погаснет с вероятностью 95%, I_D – амплитуда тока дуги. Известно, что время цикла ОАПВ должно превышать время горения дуги на длительность деионизационной паузы. Из приведенных выше утверждений следует, что сократить время цикла ОАПВ на линии можно за счет компенсации тока подпитки дуги.

Ток подпитки дуги КЗ может быть представлен в виде суммы электростатической и электромагнитной составляющих. Электростатическая составляющая обусловлена межфазной емкостью и слабо зависит от места КЗ и передаваемой по линии мощности, поскольку индуктивное сопротивление ВЛ существенно ниже емкостного. Электромагнитная составляющая обусловлена взаимной индукцией фаз ЛЭП и зависит от места КЗ и передаваемой по ЛЭП мощности. Для большинства ВЛ 500 кВ электростатическая составляющая тока КЗ превалирует над электромагнитной. Электростатическая составляющая тока подпитки дуги:

$$I_{D(ЭС)} = (\underline{E}_B + \underline{E}_C) \cdot j \cdot b_{ФФ}.$$

При полностью зашунтированных вентильных обмотках ток I_A , потребляемый УШРТ из поврежденной фазы ЛЭП, находится в противофазе с $I_{D(ЭС)}$:

$$I_A = (\underline{E}_B + \underline{E}_C) / (3j\omega L_\sigma).$$

Расчетная схема для определения тока дуги приведена на рис. 6. Более подробно компенсация тока подпитки дуги замыкания фазы ЛЭП на землю представлена в [2]. Расчетные зависимости тока дуги и времени цикла ОАПВ линии от длины ЛЭП 500 кВ и степени компенсации приведены на рис. 7 и 8 соответственно.

1.2. Предотвращение резонанса напряжений в цикле ОАПВ ЛЭП с УШРТ

Линейные реакторы (неуправляемые и управляемые) в неполнофазных режимах работы ЛЭП при степени компенсации зарядной мощности линии близкой к 100% могут приводить к резонансному повышению напряжения. В частности, неполнофазные режимы работы возникают в цикле ОАПВ линии после погасания дуги. Очевидно, что для предотвращения повреждения оборудования, необходимо не допустить резонансное повышение напряжения в описанных выше случаях. В частности, этого можно добиться изменением параметров резонансного контура, обозначенного красным цветом на рис. 9. Эксперты [3] отмечают перспективность использования быстродействующих УШР для предотвращения перенапряжений на ЛЭП после погасания дуги и необходимость расчета переходных процессов, так как перенапряжения при наложении вынужденной и свободной составляющих могут существенно превосходить установившиеся значения и превышать допустимый нормативами уровень напряжения [4].

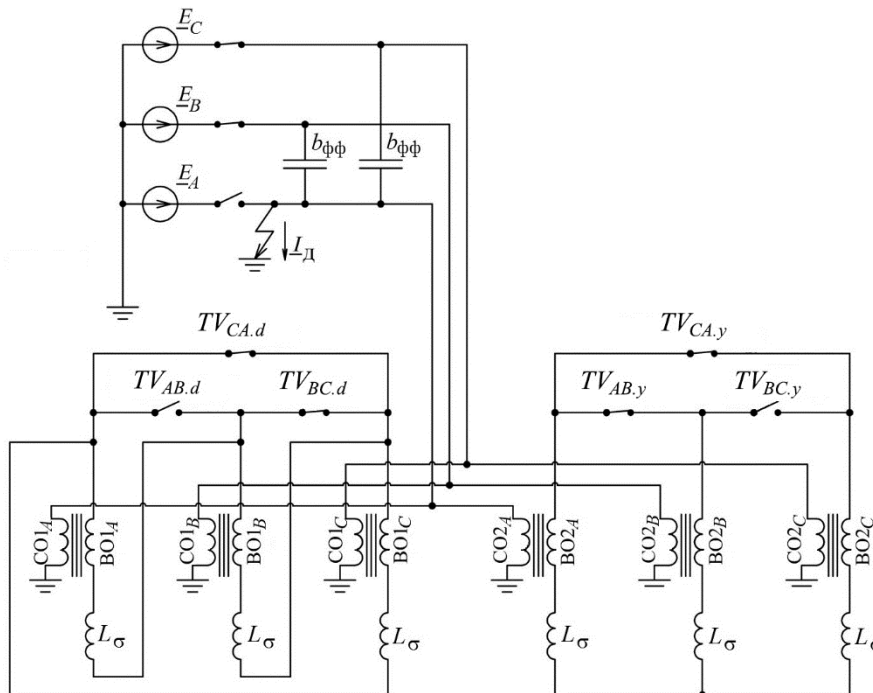


Рис. 6. Упрощенная схема для расчета тока подпитки дуги на ЛЭП с УШРТ

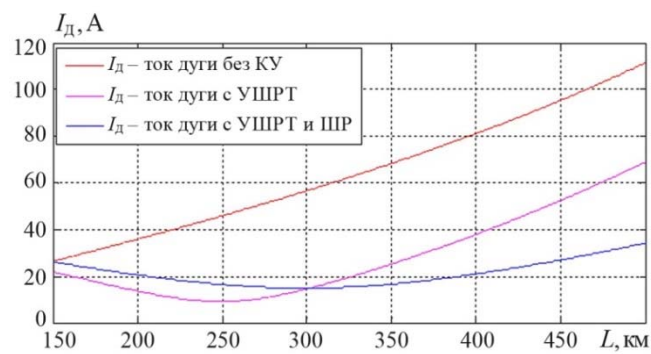


Рис. 7. Расчетная амплитуда тока дуги в паузе ОАПВ линии

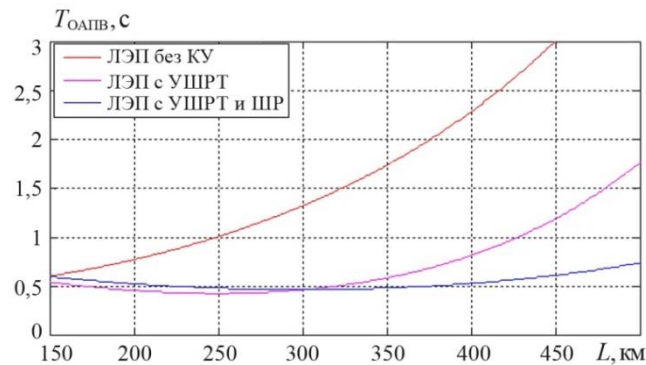


Рис. 8. Расчетная зависимость длительности паузы ОАПВ от длины ЛЭП

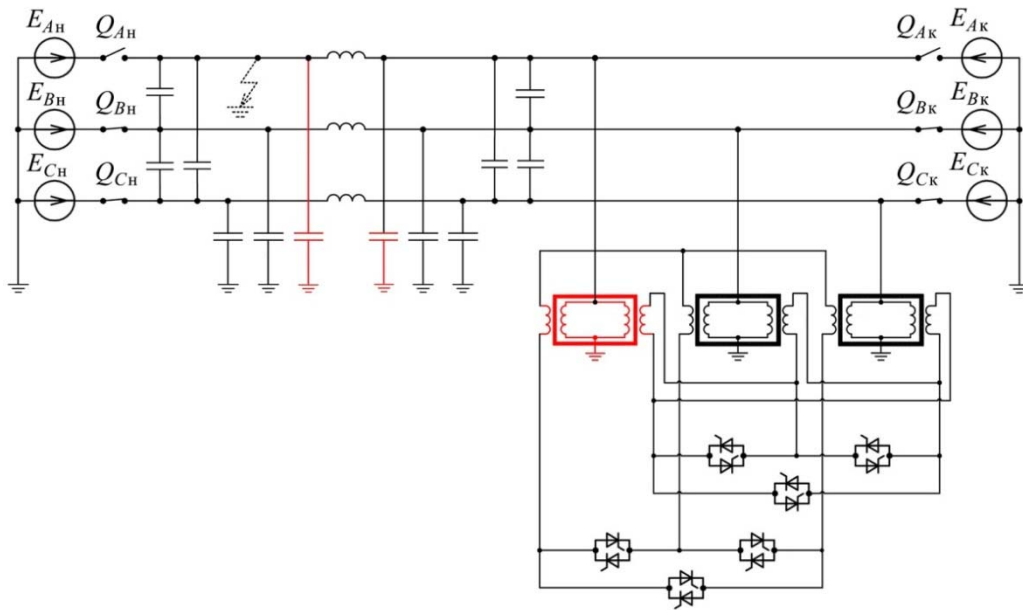


Рис. 9. Расчетная схема для определения резонанса на компенсированной ЛЭП

В результате расчетов неполнофазных режимов работы ЛЭП с УШРТ установлено, что на линиях, компенсированных одним УШРТ мощностью 180 Мвар, переключение реактора на холостой ход (из режима работы с зашунтированными вентильными полуобмотками) необходимо при длине линии от 175 до 190 км, когда работа УШРТ в режиме компенсации тока подпитки дуги приводит к резонансу напряжения после погасания дуги (рис. 10). При установке одного УШРТ на линиях длиной менее 90 км режим холостого хода реактора приводит к резонансному повышению напряжения. Однако для столь коротких линий нет необходимости использования линейного УШРТ.

На рис. 10 использованы следующие обозначения: $K_{BH}^{(DP)}$ – коэффициент кратности восстанавливающегося напряжения при работе УШРТ в диодном режиме (вентильные полуобмотки зашунтированы); $K_{BH}^{(XX)}$ – коэффициент кратности восстанавливающегося напряжения при

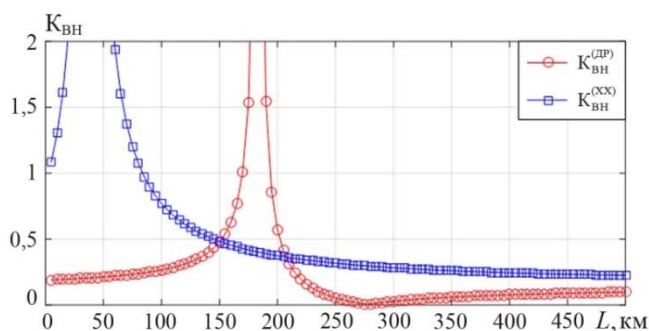


Рис. 10. Зависимость кратности восстанавливающегося напряжения от длины электропередачи с УШРТ мощностью 180 Мвар

работе УШРТ на холостом ходу (вентильные полуобмотки разомкнуты). Коэффициент кратности восстанавливающегося напряжения K_{BH} равен отношению амплитуды напряжения на отключенной фазе к амплитуде фазного напряжения при номинальном напряжении сети. Более подробно данная проблема рассмотрена в [5].

2. Работа УШРТ при опробовании ЛЭП напряжением

2.1. Типы включения УШРТ при опробовании ЛЭП напряжением

Для предотвращения квазиустановившихся перенапряжений, возникающих при одностороннем включении ЛЭП сверхвысокого напряжения на холостой ход, к разомкнутому концу линии подключается УШРТ, который автоматически включается после детектирования постановки ЛЭП под напряжение. При опробовании ЛЭП напряжением возможны два типа набора мощности УШРТ. При штатном режиме набора мощности (рис. 11) осуществляется только фазоимпульсное управление тиристорными вентилями УШРТ. Задержка между постановкой ЛЭП под напряжение и моментом начала набора мощности УШРТ обусловлена двумя факторами. Во-первых, необходимостью синхронизации к напряжению сети, искаженному высшими гармониками, обусловленными переходным процессом заряда ЛЭП. Во-вторых, система автоматического управления УШРТ выдает «разрешение» на набор мощности реактора только после детектирования действующего значения напряжения (вычисляемого на периоде промышленной частоты) во всех трех фазах ЛЭП выше 90% от номинального. Важным свойством фазоимпульсного управления является возможность включения тиристорных вентилей без апериодической составляющей в токах обмоток УШРТ и токах линии. Однако от момента подключения линии к энергосистеме и до момента отпирания тиристорных вентилей магнитопровод УШРТ может насыщаться, что приводит к появлению токов намагничивания в сетевых обмотках реактора.

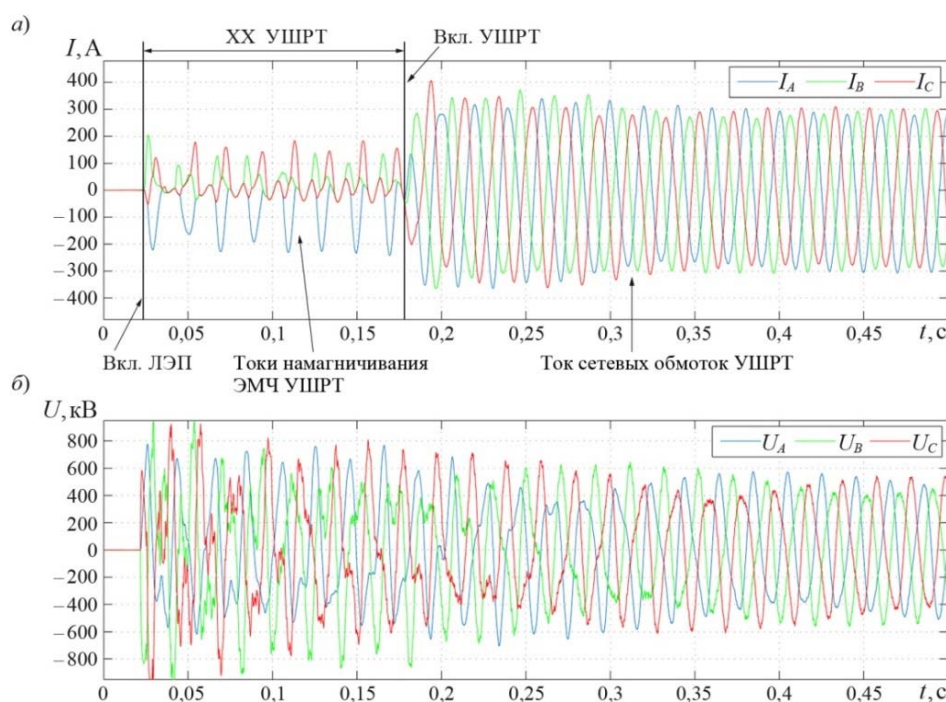


Рис. 11. Работа УШРТ при опробовании ЛЭП напряжением, штатный набор мощности УШРТ (длина ЛЭП 280 км): а) ток сетевых обмоток УШРТ; б) напряжение в точке подключения УШРТ

Режим ускоренного набора мощности УШРТ используется в случаях, когда одна из частот собственных колебаний ЛЭП близка к 100 Гц и четные гармоники токов намагничивания УШРТ могут возбудить переходной феррорезонанс на ЛЭП. Опасность возбуждения переходного феррорезонанса, как правило, характерна для линий 500 кВ длиной 475–525 км (более подробно данная проблема рассмотрена в [6]). Важными свойствами режима ускоренного набора мощности УШРТ являются отсутствие четных гармоник в токах УШРТ, но наличие в них апериодической составляющей во время диодного режима работы тиристорных вентилях (рис. 12).

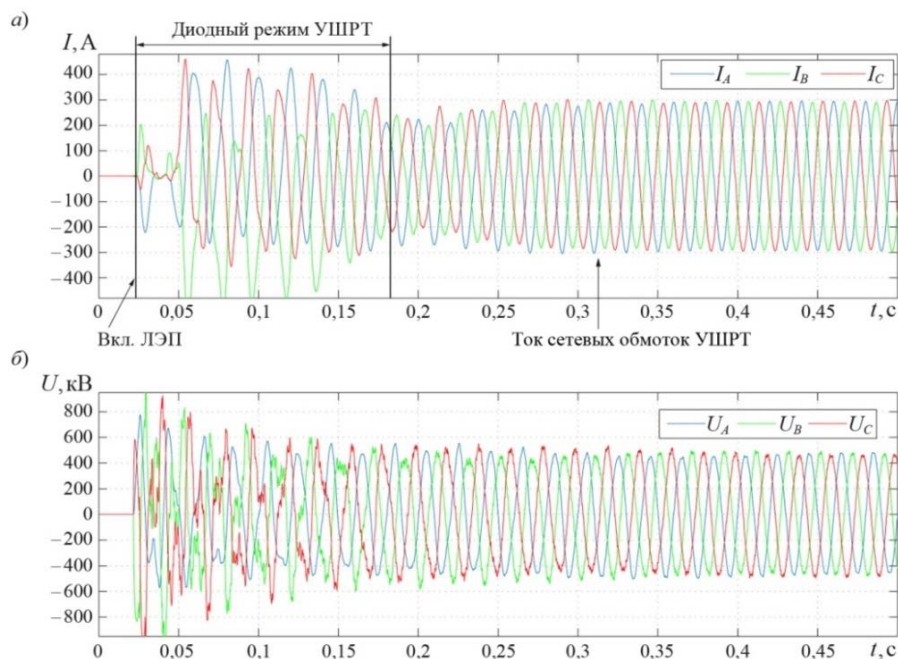


Рис. 12. Работа УШРТ при опробовании ЛЭП напряжением, ускоренный набор мощности УШРТ (длина ЛЭП 500 км): *а*) ток сетевых обмоток УШРТ; *б*) напряжение в точке подключения УШРТ

2.2. Решение проблемы отключения компенсированной линии элегазовыми выключателями при ее опробовании напряжением

При использовании элегазовых выключателей на линиях, оснащенных неуправляемыми шунтирующими реакторами (рис. 13), обеспечивающими степень компенсации зарядной мощности ЛЭП близкую к 100 %, при неуспешном опробовании ЛЭП велика вероятность повреждения линейных выключателей.

При отключении линейного выключателя через время менее 1 с после его включения ток в полюсах выключателя неповрежденных фаз ЛЭП (на которых отсутствует КЗ) может оказаться знакопостоянным, так как вынужденная составляющая тока близка к нулю, а апериодическая составляющая тока линии может достигать амплитуды фазного тока ШР.

Если после размыкания контактов в элегазовом выключателе ток не перейдет через нуль за время одного-двух полупериодов промышленной частоты, то может произойти отказ отключения выключателя, и выделяющееся во время горения дуги тепло может привести к разрушению выключателя.

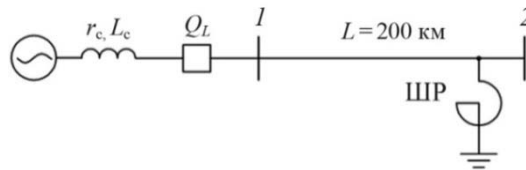


Рис. 13. Схема для расчета процессов при опробовании напряжением компенсированной ЛЭП

Пример осциллограмм переходных процессов при опробовании напряжением ЛЭП с ШР приведен на рис. 14. На рис. 14, а приведены осциллограммы фазного напряжения в точке присоединения ШР (узел 2 согласно рис. 13). В расчете принято допущение об одновременности замыкания контактов линейного выключателя Q_L во всех трех фазах в момент времени 20 мс, соответствующий переходу напряжения на шинах подключения ЛЭП через ноль в одной из фаз, что, как известно, соответствует наибольшей апериодической составляющей тока выключателя ЛЭП. В момент времени 110 мс происходит замыкание на землю фазы A ЛЭП вблизи узла 1 согласно рис. 13. Размыкание контактов выключателя происходит в момент времени 170 мс (разновременность работы полюсов не учитывалась).

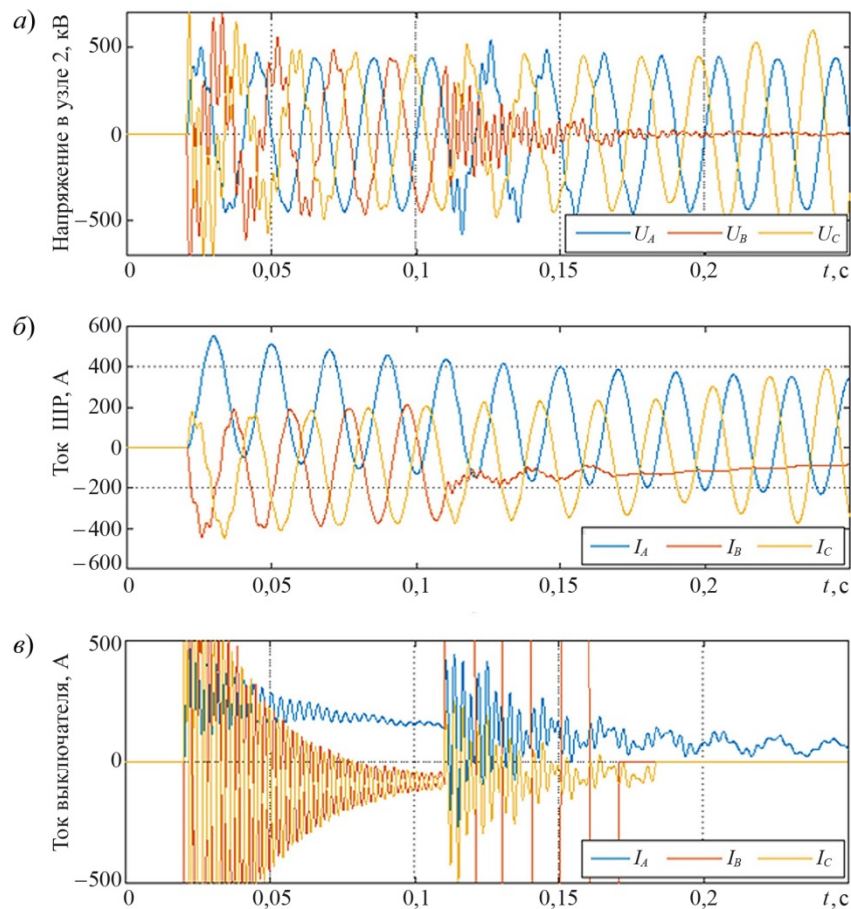


Рис. 14. Переходной процесс при неуспешном опробовании ЛЭП с ШР: а) фазное напряжение в узле 2 по рис. 13; б) ток ШР; в) ток выключателя

На рис. 14, б и 14, в заметны апериодические составляющие в токах фаз ШР и фаз выключателя, возникающие после постановки ЛЭП под напряжение в момент времени 20 мс. Рисунок 14, в демонстрирует, что после размыкания контактов выключателя, ток в «здоровой» фазе A выключателя Q_L является знакопостоянным на протяжении времени существенно большего, чем 20 мс, что может привести к аварии выключателя [7].

Примеры осциллограмм переходных процессов при опробовании напряжением ЛЭП с УШРТ приведены на рис. 15. Моменты времени постановки ЛЭП под напряжение, возникновения замыкания и размыкания контактов выключателя те же, что и для рассмотренного выше случая.

Фазоимпульсное управление тиристорными вентилями УШРТ позволяет осуществить включение УШРТ без апериодической составляющей в токах реактора и ВЛ. Использование УШРТ на линиях (вместо ШР) позволяет устранить причину повреждения линейного выключателя в нормированном цикле «включение-отключение» без применения специальных дополнительных мер таких как управляемая коммутация или предвключенные резисторы. Более подробно данная проблема изложена в [8].

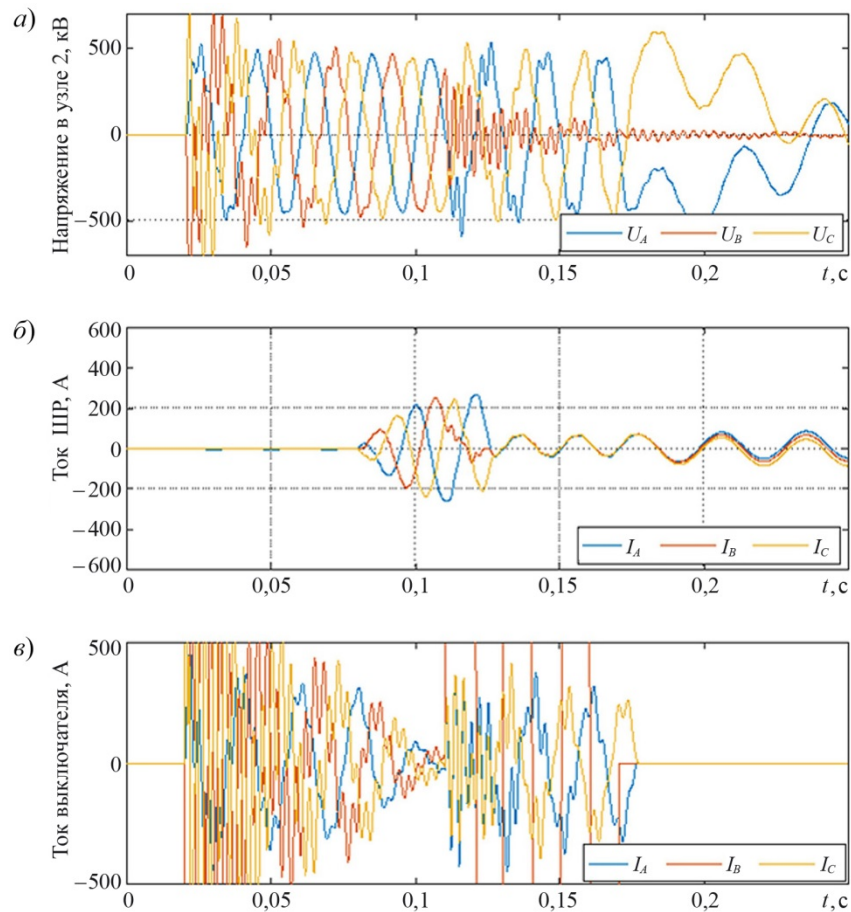


Рис. 15. Переходной процесс при неуспешном опробовании ЛЭП с УШРТ: а) фазное напряжение в узле 2 по рис.13; б) ток УШРТ; в) ток выключателя

3. Особенности отключения шунтирующих реакторов от сети выключателями

Отключение неуправляемых шунтирующих реакторов (ШР) может происходить со срезом тока. Срез тока – явление уменьшения тока в выключателе до нуля со скоростью превышающей скорость уменьшения тока во внешней (по отношению к выключателю) цепи. Срез тока отсутствует при амплитуде тока ШР выше некоторой величины, из-за образования сильно ионизованного дугового канала и большой скорости уменьшения тока во внешней цепи (рис. 16). У воздушных выключателей класса напряжения 500 кВ величина $I_{\text{ср}}$ достигает 70 А, у элегазовых – 10 А.

Срез тока приводит к перенапряжениям, поскольку энергия, запасенная в магнитном поле реактора L , переходит в энергию электростатического поля эквивалентной паразитной емкости C реактора, ошиновки, ОПН и выключателя (рис. 17). Большая величина тока среза при прочих равных условиях приводит к большим перенапряжениям, поэтому элегазовые выключатели более предпочтительны для отключения ШР. Отечественный и международный стандарты нормируют минимальный ток ШР, который выключатель реактора должен безаварийно отключить.

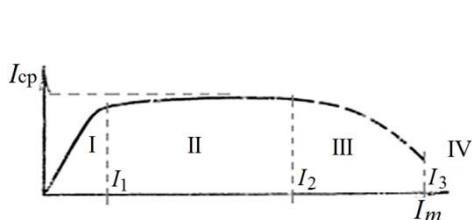


Рис. 16. Зависимость тока среза от амплитуды тока через выключатель

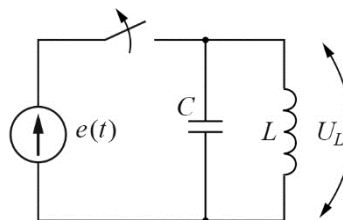


Рис. 17. Эквивалентная расчетная схема для определения перенапряжений на реакторе при срезе тока

В ЕНЭС России находятся в эксплуатации управляемые шунтирующие реакторы с диапазоном регулирования реактивной мощности от 1 до 100%. В этой связи в процессе эксплуатации могут создаться условия, когда ток отключения шунтирующего реактора будет ниже требуемого нормативами значения 80 А.

При отключении УШРТ, работающего на холостом ходу, собственное переходное восстанавливающееся напряжение (ПВН) на выключателе УШРТ не превышает нормированное ПВН выключателя (рис. 18). При отключении тока холостого хода УШРТ выключатель УШРТ должен соответствовать требованиям действующего ГОСТ Р 52565-2006. В случае, если отключение УШРТ производится не из режима холостого хода, то для определения успешности срабатывания выключателя необходимы натурные испытания последнего, поскольку собственное ПВН выключателя может превышать нормированное ПВН (рис. 19). Более подробно данная проблема рассмотрена в [9].

Заключение

В результате проведенной НИОКР создан программно-технический комплекс (ПТК) управления работой УШРТ 500 кВ в паузе ОАПВ и при одностороннем включении ЛЭП 500 кВ, позволяющий:

- Компенсировать ток подпитки дуги при однофазном замыкании фазы ЛЭП на землю, сократить время цикла ОАПВ при использовании адаптивной релейной

защиты линии, увеличить вероятность успешного ОАПВ линии электропередачи и повысить надежность работы энергосистем.

- Предотвращать возбуждение резонанса напряжений в неполнофазных режимах работы ЛЭП и при ее опробовании напряжением (при одностороннем включении на холостой ход).
- Снижать квазиустановившиеся перенапряжения на ЛЭП при ее опробовании напряжением (при одностороннем включении на холостой ход).
- Предотвращать появление аperiодической составляющей в потребляемом УШРТ из сети тока при опробовании линии напряжением, и соответственно, предотвращать появление знакопостоянных токов в выключателе ЛЭП при ее неуспешном опробовании напряжением.

Использование УШРТ на линиях (вместо ШР) позволяет устранить причину повреждения линейного выключателя в нормированном цикле «включение-отключение» без применения специальных дополнительных мер таких как управляемая коммутация или предвключенные резисторы. Так же установлено, что для гарантированного отключения УШРТ выключателем, необходимо предварительное переключение УШРТ в режим холостого хода.

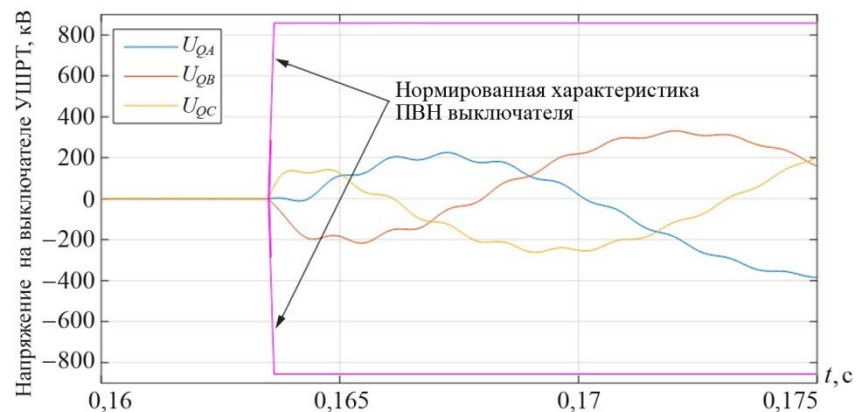


Рис. 18. Сопоставление расчетного ПВН с нормированным ПВН выключателя при отключении УШРТ из режима холостого хода

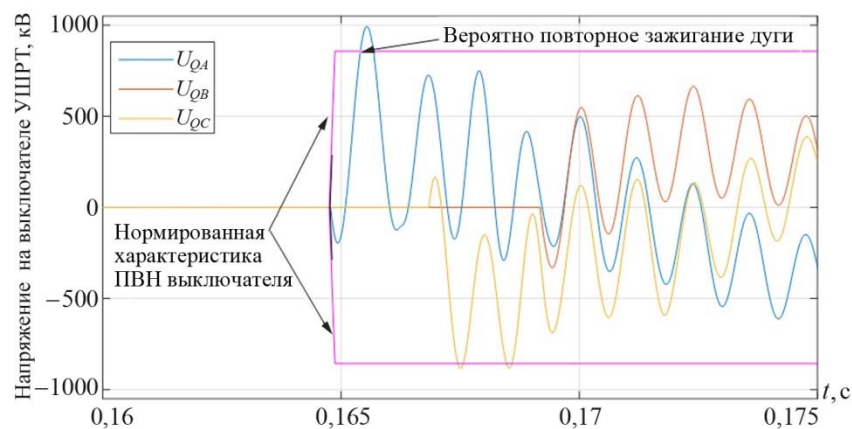


Рис. 19. Сопоставление расчетного ПВН с нормированным ПВН выключателя при отключении УШРТ из режима потребления 25% мощности с током среза 10 А

Список литературы

1. Матинян А. М., Пешков М. В., Карпов В. Н., Алексеев Н. А. Гармонический состав токов сетевых обмоток в УШРТ 500 кВ с расщепленными вентильными обмоткам // Электрические станции. 2016, № 4. – С. 45–48.
2. Матинян А. М., Пешков М. В., Карпов В. Н., Алексеев Н. А. Применение УШРТ с расщепленными обмотками для сокращения времени цикла ОАПВ линий 500 кВ // Электрические станции. 2016, № 8. – С. 39–45.
3. Кадомская К. П. Высоковольтные ВЛ. Эффективность и управляемость шунтирующих реакторов // Новости электротехники. – 2008. – 3(51). – С. 70–71.
4. Евдокунин Г. А., Дмитриев М. В., Гольдштейн С. Г., Иваницкий Ю. М. Высоковольтные ВЛ. Коммутации и воздействия на выключатели // Новости электротехники. 2008. № 3(51). – С. 64–69.
5. Матинян А. М., Пешков М. В., Карпов В. Н., Алексеев Н. А. Особенности УШРТ, обеспечивающие предотвращение резонанса напряжений в цикле ОАПВ линии // Электрические станции. 2016, № 11. – С. 36–40.
6. Матинян А. М., Пешков М. В., Карпов В. Н., Алексеев Н. А. Исследование переходного феррорезонанса на ЛЭП с УШРТ // Электрические станции. 2017, № 2. – С. 37–41.
7. Наумкин И. Е. Аварийные отказы элегазовых выключателей при коммутациях компенсированных ВЛ 500–1150 кВ // Электричество. 2012. № 10. С. 22–32.
8. Матинян А. М., Пешков М. В., Карпов В. Н., Алексеев Н. А., Пугаченко З. Е. Особенности УШРТ, способствующие безопасному опробованию ЛЭП 500 кВ // Электрические станции. – 2017. – № 1. – С. 33–37.
9. Матинян А. М., Пешков М. В., Карпов В. Н., Алексеев Н. А., Горюшин Ю. А. Моделирование процесса отключения выключателем малых индуктивных токов УШРТ // ЭЛЕКТРО. Электротехника. Электроэнергетика. Электротехническая промышленность. 2017. № 2. – С. 16–20.

Алексеев Никита Андреевич, ведущий инженер Центра высоковольтной преобразовательной техники Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: alekseev_na@ntc-power.ru

Карпов Виктор Николаевич, канд. техн. наук, заведующий лабораторией Центра высоковольтной преобразовательной техники Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: karpov_vn@ntc-power.ru

Матинян Александр Маратович, канд. техн. наук, начальник отдела Центра высоковольтной преобразовательной техники Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: matinyan_am@ntc-power.ru

Пешков Максим Валерьевич, канд. техн. наук, заместитель начальника Центра высоковольтной преобразовательной техники Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: peshkov_mv@ntc-power.ru

Оптимизация расстановки реклоузеров в распределительных сетях

Рассмотрено применение реклоузеров в распределительных сетях 6–35 кВ. Для их эффективного использования требуется определение оптимальных мест установки данных устройств, что в общем случае является *NP*-полной задачей. Поиск их наилучшего расположения в сети, которое соответствует оптимальному значению индекса SAIFI, проведен с использованием генетического алгоритма.

Ключевые слова: реклоузер, распределительные электрические сети, надёжность электроснабжения потребителей, интегральные показатели надёжности, оптимизация, генетический алгоритм.

Секционирование сетей 6–35 кВ

Зачастую сети 6–35 кВ построены таким образом, что короткое замыкание на каком-либо участке грозит отключением всей секции, к которой одновременно может быть подключено множество потребителей. Вероятность короткого замыкания на воздушных линиях (ВЛ) распределительной сети данных классов напряжения достаточно высока. В связи с тем, что в прошлом в России существовал дефицит инвестиций в реконструкцию и развитие этих сетей, наблюдается увеличение длин линий от потребителей до центров питания. Имеется множество резервных связей, подключающихся при помощи разъединителей.

Протяжённость таких сетей в России, в частности ВЛ 6(10) кВ, где происходит 70 % всех нарушений работы, составляет более 1,5 млн км [1] – почти 45 % всей протяжённости всех линий 0,4–110 кВ. Длительность отключений потребителей до недавнего времени составляла около 70–100 часов в год на один фидер, что значительно выше, чем в технически развитых странах.

В Российской Федерации в рамках Национальной технологической инициативы «Энерджинет» был разработан план мероприятий («дорожная карта») [2], в соответствии с которым планируется изменение законодательства в области нормирования надёжности электроснабжения. Данное обстоятельство уже в ближайшем будущем потребует от сетевых компаний не только следить за параметрами надёжности, но и повысить их, если они не будут соответствовать нормативным документам. Более того, высказываются и разрабатываются предложения о стимулировании предприятий, которым принадлежат распределительные сети, к повышению надёжности экономически, например, регулированием тарифов, введением штрафов или поощрений [3]. Такой опыт имеется в зарубежных развитых странах. Следовательно, перед организациями встаёт задача улучшения эксплуатационных характеристик сетей.

Эффективным способом повышения надёжности электроснабжения в воздушных распределительных сетях является секционирование линии коммутационными аппаратами (пункты секционирования, разъединители) [1]. Традиционные пункты

секционирования выполнены на базе ячеек КРУН, в состав которых входят классические защиты, выполненные с использованием микропроцессорных терминалов или электромеханических реле. Требование к реализации многократных автоматических повторных включений (АПВ) к ним не предъявляется. А минимальная степень селективности построенных по электромеханическому принципу защит составляет не менее 0,5 с, микропроцессорных – 0,3 с. Поэтому их сложно использовать на магистральных участках сети или в сетях с двухсторонним питанием для секционирования на несколько отрезков, что связано с особенностями существующей релейной защиты в данных линиях и требованием наличия многократного АПВ [4]. При установке нескольких аппаратов, традиционное согласование по ступенчатому принципу не позволит уложиться в объективно реальные выдержки времени защит на головных выключателях (0,5–1 с) рассматриваемых сетей.

В существующей энергосистеме зачастую используется ручной подход к управлению аварийными режимами. Главная особенность такого подхода – это зависимость работы секционных коммутационных аппаратов от решений верхнего уровня (диспетчера).

Ручной местный подход существует практически везде, где есть воздушные распределительные сети. При нём схема восстановления (рис. 1) требует значительных временных затрат, использование большого количества техники и персонала.

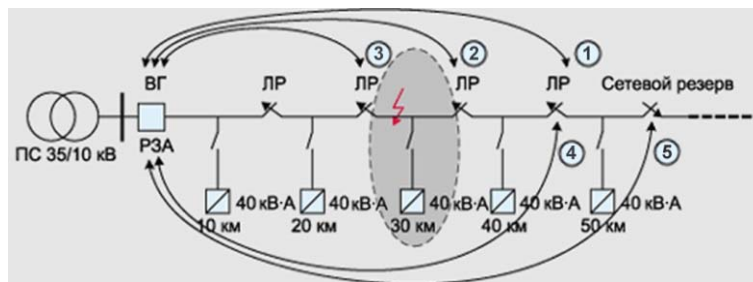


Рис. 1. Особенности восстановления электроснабжения в классической схеме:

- 1–5 – этапы поиска и локализации повреждения (переезды оперативных бригад);
- 1–3 – поиск поврежденного участка; 4 – включение участка без повреждения;
- 5 – подача питания от сетевого резерва на участок без повреждения

Всё чаще применяется ручной дистанционный подход к управлению аварийными режимами. Используются в этом случае телеуправляемые разъединители или пункты секционирования с дистанционным управлением, что позволяет проводить переключения на расстоянии (рис. 2).

Достигается заметное преимущество в сокращении затрат на переезды персонала и его содержание, а также уменьшается время локализации повреждения. Основным недостатком является необходимость связи с каждым управляемым элементом сети, а в случае повреждения канала связи теряется весь положительный эффект от телемеханизации коммутационных аппаратов.

Автоматический пункт секционирования (АПС) – это коммутирующее устройство на основе вакуумного выключателя, выполняющее функцию автоматического отключения участка (секции) линии электропередачи в случае возникновения перегрузки (например, короткого замыкания) на этом участке.

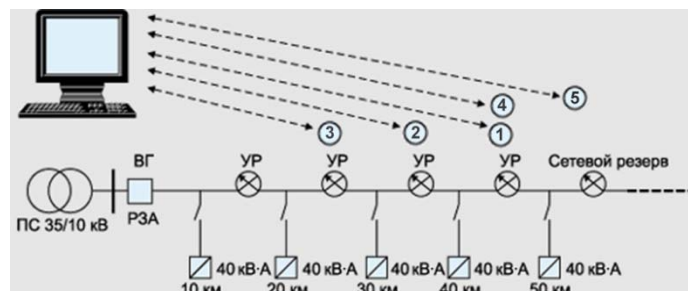


Рис. 2. Централизованное управление аварийными режимами работы сети:

УР – управляемый разъединитель; 1–5 – Этапы поиска и локализации повреждения (телеуправление из удаленного диспетчерского пункта): 1–3 – поиск поврежденного участка; 4 – включение участка без повреждения; 5 – подача питания от сетевого резерва на участок без повреждения

Наиболее универсальным вариантом АПС на напряжении 6–35 кВ является реклоузер. Он имеет в своём составе быстродействующий вакуумный выключатель, который способен отключать токи короткого замыкания. Данный секционирующий аппарат выполняет следующие функции:

- автоматическое отключение поврежденных участков линии;
- автоматическое повторное включение;
- автоматический ввод резерва питания;
- самодиагностика;
- измерение параметров режима работы сети;
- дистанционное управление.

На рис. 3 продемонстрированы основные варианты установки реклоузеров в сети.

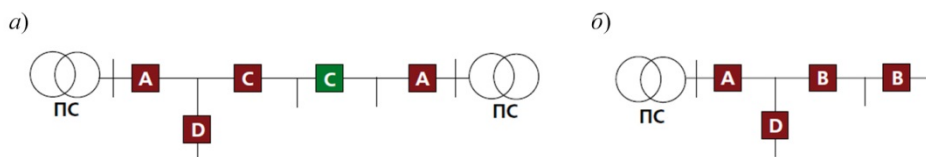


Рис. 3. Варианты установки реклоузеров в сети:

а) сеть с односторонним питанием; б) сеть с двухсторонним питанием.

А – аппарат на отходящей линии; В – пункт секционирования в сети с односторонним питанием;

С – пункт секционирования (сетевого резервирования) в сети с двухсторонним питанием;

Д – защитный аппарат на ответвлении от сети

На рис. 4 представлена реализация принципов секционирования и децентрализованного управления аварийным режимом работы сети.

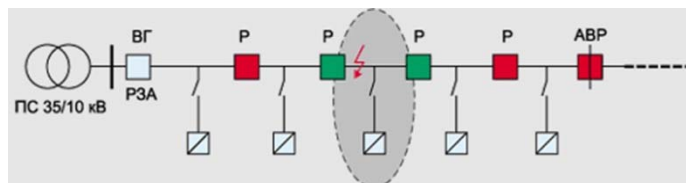


Рис. 4. Децентрализованное управление аварийным режимом работы сети:

Р – реклоузеры; АВР – реклоузер в качестве автоматического ввода резервного питания

При возникновении короткого замыкания, после отключения повреждённого участка и последующего поочерёдного включения аппаратов в соответствии с алгоритмом работы реклоузера, выключенным останется только ближайший к месту повреждения реклоузер со стороны питания (на рисунке выделенный зелёным цветом, левый), тем самым локализуя место аварии. Затем включается реклоузер, выполняющий функцию АВР, для восстановления снабжения электроэнергией потребителей, которые были отрезаны от центра питания. В конце процесса переключений выключенными остаются только реклоузеры, локализирующие место аварии (на рисунке зелёного цвета). Информация об инциденте записывается и передаётся в диспетчерский центр.

Применение реклоузеров

Примером комплексной реконструкции энергорайона с реализацией принципов автоматического секционирования с применением реклоузеров является проект, реализованный в сетях «Карелэнерго», филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» [5]. В период с 2006 по 2008 год было установлено 27 автоматических пунктов секционирования на линиях 6–10 кВ. Многоотпаечные ВЛ, имеющие большую (более 20 км) протяжённость, питающие социально значимые объекты, являются «первыми претендентами» на установку реклоузеров. Статистика рассматриваемых сетей:

- 1) средний период времени эксплуатации реклоузеров на момент анализа составил 2,3 года;
- 2) 414 ВЛ, работающих на напряжении 6–10 кВ (общая протяжённость 4 281,6 км), из которых 61 линия длиной более 20 км;
- 3) на 6 линиях длиной более 20 км установлено 10 реклоузеров – это 9,8 % от количества всех линий с такой протяжённостью;
- 4) расстояние от места базирования оперативно-выездных бригад до реклоузеров составляет до 120 км;
- 5) дистанционное управление и обмен данными осуществляется посредством GSM-модемов;

Очевидным преимуществом использования реклоузеров в сетях «Карелэнерго» стало заметное снижение затрат на эксплуатационные расходы и уменьшение недоотпуска электроэнергии.

Эксплуатационные расходы (затраты на транспорт, персонал и связь) в 2008 г. на восстановление электроснабжения составили:

- без реклоузера – 691 827,99 руб.;
- с реклоузером – 268 716,86 руб.

Суммарный годовой недоотпуск электроэнергии в зоне ответственности «Карелэнерго»:

- без реклоузера – 751 889,03 кВт·ч/г.;
- с реклоузером – 415 165,74 кВт·ч/г.

Средний срок окупаемости реклоузеров в «Карелэнерго» составляет 7,5 лет.

Реклоузеры широко применяются по всему миру [6]. Например, энергокомпания Детройт-Эдиссон (США) отмечает, что внедрение в распределительные сети реклоузеров позволяет ей экономить около 1 млн долларов ежегодно лишь за счет

снижения затрат на эксплуатационное обслуживание и регулярную замену существующего парка традиционных выключателей, поскольку реклоузеры на протяжении всего срока службы (25 лет) не требуют какого-либо обслуживания. Опыт компании ESKOM (Южная Африка) показал, что внедрение реклоузеров с микропроцессорным блоком релейной защиты и возможностью интеграции в систему SCADA значительно повышает надежность сети и практически полностью исключает возможность отключения потребителей из-за неустойчивых коротких замыканий.

Расчёт показателей надёжности электроснабжения

В настоящее время подавляющее число стран для оценки надежности в области электроэнергетики применяют показатели, базирующиеся на соответствующем стандарте IEEE [7]. Стандарт включает в себя широкий список индикаторов. В России используются некоторые из имеющихся в нём показателей, они прописаны в методических указаниях по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг от Министерства энергетики РФ [8]. Данные индикаторы входят в международные стандарты.

Одним из важнейших среди них является SAIFI (Π_{SAIFI} – System Average Interruption Frequency Index) – средняя частота прекращения передачи электроэнергии потребителям в каждом расчетном периоде в пределах долгосрочного периода, рассчитываемая по формуле:

$$SAIFI = \Pi_{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^I N_i}{N_t},$$

где N_i – количество потребителей, устройства которых присоединены к объектам электросетевого хозяйства, в отношении которых произошёл i -й перерыв электроснабжения, шт.; N_t – максимальное за расчетный период число потребителей, шт.; I – количество перерывов электроснабжения потребителей в расчетном периоде, шт.

SAIFI отражает эквивалентную частоту перерывов в электроснабжении на одного потребителя – среднее число перерывов на одного потребителя, который был отключен, в течение определенного периода времени.

Рассмотрим расчёт показателя надёжности SAIFI и влияние на него установки реклоузеров в примере с простейшей электрической сетью [9]. Исходная схема представлена на рис. 5.

Примем допущение, что аварийность определяется только инцидентами в линиях передачи. Схема состоит из одного района с центром питания ЦП и пятью потребителями ($C = 5$). Выключатель В срабатывает по факту короткого замыкания на любом из трёх ($\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$) участков цепи, поэтому частота срабатывания выключателя определяется суммой частот аварийных инцидентов на всех участках цепи. Для простоты считаем, что частота аварийных инцидентов на каждом из участков одинакова и равна γ_0 .

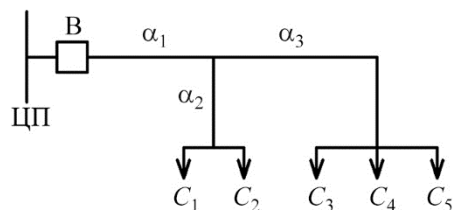


Рис. 5. Простейшая электрическая схема распределительной сети

Тогда частота аварийных инцидентов во всей сети определяется как произведение инцидентов на участке на число участков и будет равна:

$$\gamma = 3\gamma_0.$$

Число перерывов электроснабжения за рассматриваемый период одинаково у всех потребителей и составит:

$$\beta = \gamma = 3\gamma_0.$$

Суммарное число перерывов энергоснабжения у потребителей этой сети:

$$\beta_{sum} = C \cdot \beta = 15\gamma_0.$$

В нашем случае SAIFI рассчитывают путём деления общего числа случаев отключений у всех потребителей на общее число обслуживаемых потребителей, формула примет следующий вид:

$$SAIFI = \frac{\beta_{sum}}{C} = \frac{15\gamma_0}{5} = 3\gamma_0.$$

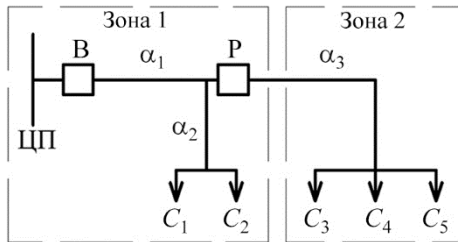


Рис. 6. Простейшая электрическая схема распределительной сети с реклоузером

Рассмотрим влияние установки реклоузера на характеристики сети. Пусть реклоузер Р установлен на третьем участке сети (рис. 6).

Наличие реклоузера делит сеть на два подграфа – зоны электроснабжения. Первая зона образуют участки 1, 2 с числом потребителей $C(1) = 2$. Вторая зона содержит участок 3 с числом потребителей $C(2) = 3$.

Установленный в сети реклоузер Р отделяет аварийные инциденты второй зоны от остальной сети. Выключатель В теперь будет срабатывать только при коротких замыканиях в первой зоне. Частота срабатывания:

$$\gamma(1) = \gamma_1 + \gamma_2 = 2\gamma_0.$$

Частота перерывов электроснабжения потребителей зоны 1:

$$\beta(1) = \gamma(1) = 2\gamma_0.$$

Суммарное число перерывов электроснабжения потребителей данного региона:

$$\beta_{sum}(1) = C(1) \cdot \beta(1) = 4\gamma_0.$$

Реклоузер будет срабатывать при инцидентах, которые происходят только на участке зоны 2. Суммарное число перерывов электроснабжения потребителей этой зоны будет соответствовать сумме аварийных инцидентов зон 1 и 2, так как при инциденте в зоне 1 питание отключается для всей схемы:

$$\beta(2) = \gamma(1) + \gamma(2) = 3\gamma_0.$$

Суммарное число перерывов электроснабжения потребителей зоны 2:

$$\beta_{sum}(2) = C(2) \cdot \beta(2) = 9\gamma_0.$$

Пересчитаем показатель SAIFI для сети с реклоузером:

$$SAIFI = \frac{\beta_{sum}(1) + \beta_{sum}(2)}{C(1) + C(2)} = \frac{4\gamma_0 + 9\gamma_0}{2 + 3} = 2,6\gamma_0.$$

Таким образом, использование реклоузера позволило понизить среднюю частоту перерывов электроснабжения потребителей сети с $3\gamma_0$ до $2,6\gamma_0$.

Методика расстановки реклоузеров

Для наиболее эффективного использования реклоузеров в целях повышения надежности электроснабжения потребителей требуется определение оптимальных мест установки данных устройств, что в общем случае является *NP*-полной задачей.

В отечественных статьях вопрос расстановки реклоузеров практически не рассматривался. В одной из публикаций ([9]) авторами используется эвристический алгоритм муравьиной колонии, с помощью которого достигается существенно более высокая скорость сходимости к оптимальной расстановке аппаратов в сети по сравнению с полным перебором вариантов. Однако в данной публикации рассматриваются схемы радиальной структуры и с одним источником питания.

Методики выбора расположения реклоузеров рассматривались во многих статьях [10–12]. При использовании реклоузеров в сети с большим количеством узлов и аппаратов, компьютерный расчёт может занимать значительное время, например, в [9] указывается, что расчёт в сети, граф которой имеет 42 вершины, для 9 аппаратов занимает больше часа, для 10 – почти 4 ч, для 12 – более 29 ч. Для сравнения, использование алгоритма муравьиной колонии позволило найти оптимальное расположение для 12 реклоузеров менее чем за 47 мс с точностью до 0,13%. Поэтому эффективным решением описываемой задачи является перебор мест установки аппаратов быстродействующими эвристическими алгоритмами [13–14]. При этом стоит учитывать схемы с наличием нескольких источников питания, что является необходимым условием для постановки задачи в общем случае.

Оптимизация проводится на примере из списка испытательных схем распределительных сетей (Distribution Test Feeders) IEEE [15]. Алгоритм выбора мест установки реклоузеров рассмотрен в данной работе на примере тестовой 37-узловой схемы (рис. 7). Решается задача расстановки определённого количества аппаратов оптимальным способом. Для рассмотрения сети с двусторонним питанием в данную тестовую схему в узел 741 был добавлен дополнительный источник. Алгоритм реализован в ПВК «MATLAB».

Схема в алгоритме задаётся при помощи:

- 1) матрицы ветвей;
- 2) матрицы узлов.

В матрице ветвей задаётся:

- 1) узел начала ветви;
- 2) узел конца ветви;
- 3) число, характеризующее повреждаемость ветви за расчётный период, например, число коротких замыканий в год;
- 4) при наличии выключателя в данной ветви указывается узел, возле которого установлен этот аппарат (в одной ветви задаётся только один аппарат, для

описания линий с возможностью установки большего количества аппаратов можно разбить линию на несколько последовательных ветвей).

В матрице узлов задаётся:

- 1) номер узла;
- 2) указание свойств узла: либо наличие источника электроэнергии, либо наличие потребителей, либо только как связь с ветвями;
- 3) число, характеризующее повреждаемость узла за расчётный период, например, число коротких замыканий в год.

Методика расчёта SAIFI

На первом этапе расчёта показателя SAIFI алгоритм делит схему на зоны, ограниченные моделируемыми выключателями или реклоузерами (рис. 8).

Каждая зона имеет своих «соседей», отделяемых выключателем/реклоузером. Методика расчёта показателя учитывает использование сетевого резервирования после локализации аварии ближайшими реклоузерами. Таким образом, короткое замыкание в зоне 2 не приведёт к отключению потребителей зоны 3, которые изначально питались от источника. Алгоритм расчёта SAIFI учитывает число коротких замыканий в каждой зоне, число потребителей в узле и зоне, а также проверку всех остальных потребителей схемы на доступ к источникам энергии после секционирования сети и локализации аварии в узле 799.

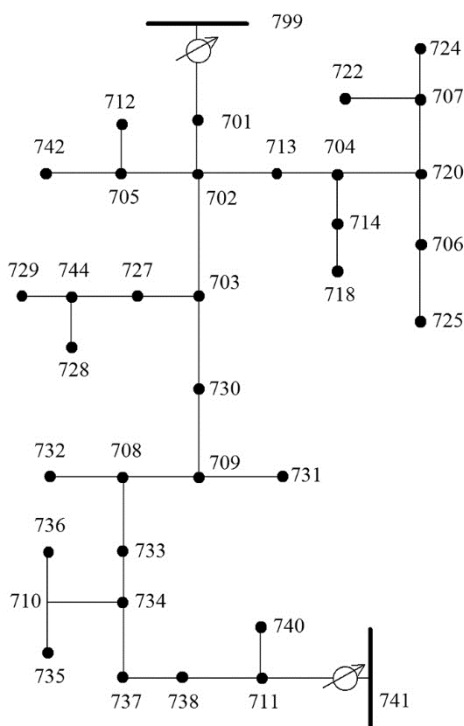


Рис. 7. Испытательная схема распределительной сети IEEE для 37 узлов (Distribution Test Feeder) с добавленным источником питания

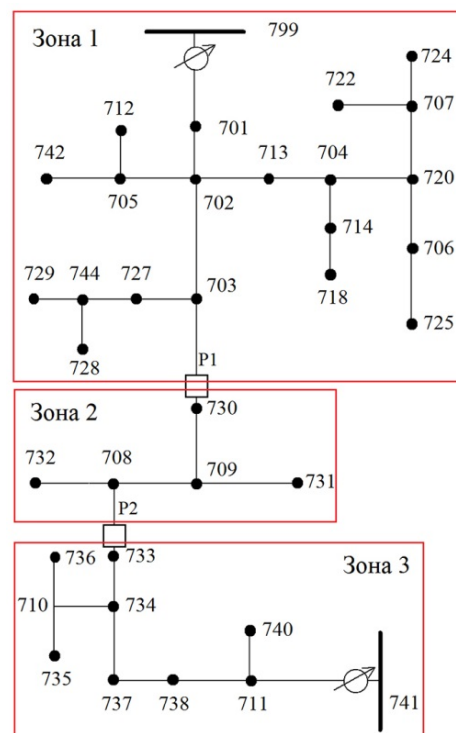


Рис. 8. Пример разбиения на зоны

Методика поиска оптимальной расстановки реклоузеров

Как было сказано ранее, прямой перебор мест установки реклоузеров в больших схемах занимает продолжительное время. Поэтому для оптимизации расстановки реклоузеров предлагается использовать генетический алгоритм. Стоит отметить, что эвристические алгоритмы не могут гарантированно найти наилучшее решение, однако имеют более высокую скорость сходимости к нему, что для некоторых задач обеспечивает принципиальную техническую возможность получения результата.

Особью является набор ветвей, в которые устанавливаются аппараты. Ген – номер ветви, в которой расположен аппарат. Число возможных номеров генов равно числу свободных для установки реклоузеров ветвей. Выбранной фитнес-функцией является показатель надёжности распределительной сети SAIFI.

Первая популяция особей формируется случайным образом, впоследствии для каждой её особи выбираются номера ветвей – гены, и рассчитывается SAIFI.

Ввиду того, что стоит задача поиска минимального значения показателя, происходит сортировка всех наборов по показателю SAIFI. Отбираются особи с наилучшим значением фитнес-функции с последующим скрещиванием генов самых сильных представителей и появлением потомства, приходящего на смену более слабым особям.

Затем сортировка повторяется, и цикл продолжает свою работу до тех пор, пока в процессе нахождения лучших наборов генов не перестанут появляться более приспособленные особи.

Если все самые приспособленные особи имеют одинаковый SAIFI, происходит мутация: у всех особей (кроме одной) меняется ген с последующей сортировкой и скрещиванием.

В конце алгоритма выводится результат в виде наилучшего найденного показателя надёжности SAIFI и номеров узлов и ветвей, в которые рекомендуется устанавливать реклоузеры.

Примеры расстановки реклоузеров

Произведём расчёт для выбранной выше схемы (рис. 9, 10). Её подробные свойства описаны в [15]. Повреждаемость ветвей принята пропорциональной длине линий. $SAIFI(0) = 9,0050$ – значение индекса до установки аппаратов. Стрелочками обозначены потребители в сети.

Составим таблицу результатов работы алгоритма, в которой укажем зависимость найденного SAIFI от количества устанавливаемых аппаратов (табл. 1). Сравним эти данные со значениями, полученными при выполнении «жадного» алгоритма. Суть данного алгоритма заключается в принятии локально оптимальных решений на каждом этапе, допуская, что конечное решение также окажется оптимальным [16]. В данном случае для выбора мест установки нескольких реклоузеров по «жадному» алгоритму вначале выбиралось место установки первого реклоузера, приводящее к максимально возможному улучшению показателя SAIFI, затем таким же образом среди оставшихся ветвей выбиралось место установки второго реклоузера и т.д.

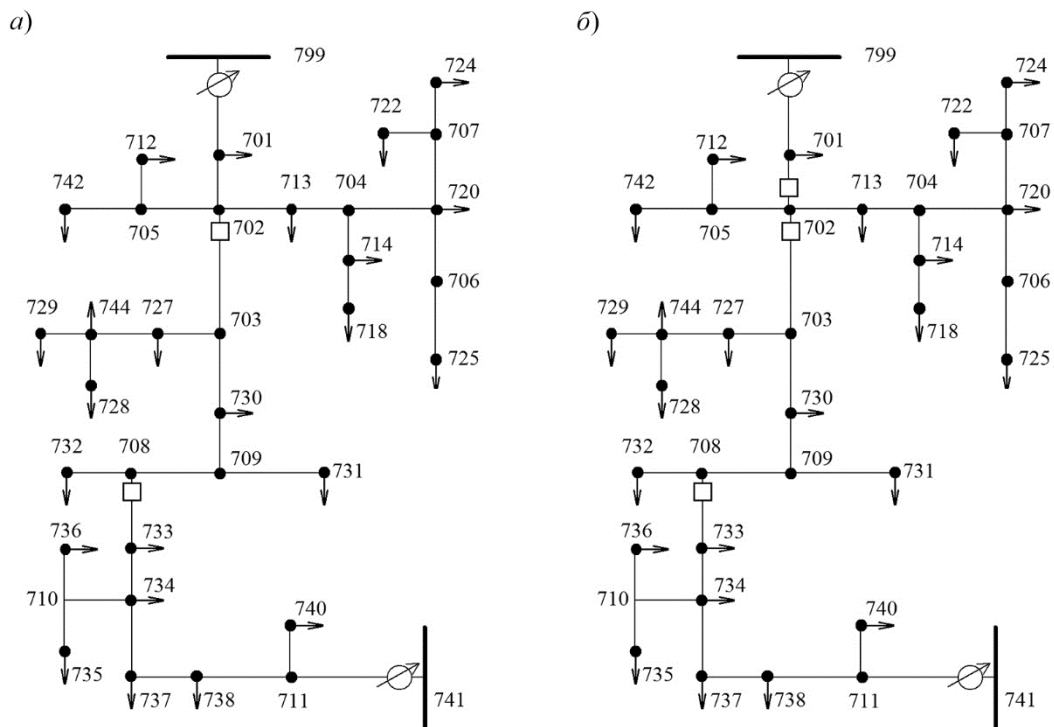


Рис. 9. Результаты расстановки двух и трёх реклоузеров:
а) SAIFI(2) = 3,1721; б) SAIFI(3) = 2,5219

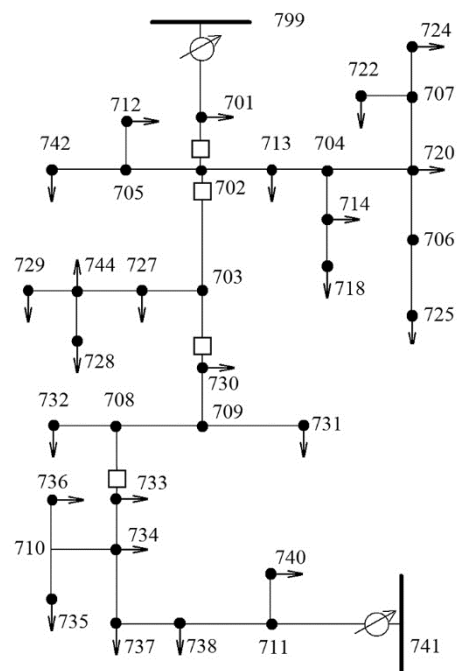


Рис. 10. Результаты расстановки четырёх реклоузеров. SAIFI(4) = 2,1927

Таблица 1

Зависимость SAIFI от количества установленных реклоузеров в расчётной схеме

Номера реклоузеров		0	1	2	3	4	5	6
SAIFI	Генетический алгоритм	9,0050	4,4154	3,1721	2,5219	2,1927	1,7602	1,5069
	«Жадный» алгоритм	9,0050	4,4154	3,2521	2,5744	2,2410	1,9619	1,7094

Рассчитанный генетическим алгоритмом для случая с двумя реклоузерами в указанной схеме $SAIFI(2) = 3,1721$ является наилучшим, что подтверждено полным перебором всех вариантов расстановок. Однако при использовании описываемого алгоритма данный результат был получен после 15 итераций, которые характеризовались суммарным числом вычислений SAIFI равным 129. Это в несколько раз быстрее, чем при полном переборе, при котором число расчётов равно 7568. При увеличении числа реклоузеров и узлов в схеме разница в быстродействии указанных методов расстановки будет стремительно возрастать. А расстановка, полученная использованием «жадного» алгоритма, несмотря на существенно более низкие вычислительные затраты её получения является заметно менее оптимальной.

Таким образом, применение реклоузеров является эффективным способом повышения надёжности электроснабжения потребителей. Разработан алгоритм выбора мест установки реклоузеров в распределительных сетях, соответствующих оптимальному значению индекса SAIFI. Предложенный алгоритм позволяет учесть наличие участков сети как с радиальной, так и кольцевой топологией, а также электроснабжение схемы от нескольких источников питания. Использование данного алгоритма возможно как при проектировании новых систем электроснабжения, так и при реконструкции уже существующих.

Список литературы

1. Воротницкий В. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10) кВ / В. Воротницкий, С. Бузин // Новости электротехники, №3, 2005. Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/33/11.php>.
2. План мероприятий "Энерджинет" Национальной технологической инициативы [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://fasie.ru/upload/docs/DK_energynet.pdf.
3. Сетям посчитают некачественную энергию / Бачманова К. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://peretok.ru/articles/nets/13783/>.
4. Реклоузер вакуумный TER_Rec15_A11_L5. Техническая информация. – редакция 1: 07.2014. – 89 с.
5. Реклоузеры: насколько это выгодно? // КАБЕЛЬ-news, №3, 2009. Режим доступа: http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100/mart_MRSK_Severo_Zapada.pdf.
6. Надёжность распределительных электрических сетей 6 (10) кВ. Автоматизация с применением реклоузеров // Новости электротехники, №5, 2002. Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2002/17/08.php>.
7. 1366-2012 – IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices – Redline [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6329910/>.

8. Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций / Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 14 октября 2013 г. № 718.
9. Андрикеева С. А., Гельфанд А. М., Дубонос В. Р., Наровлянский В. Г., Пиеничникова О. А., Толмачев А. Л. Оптимизация использования автоматических пунктов секционирования для повышения надёжности распределительной сети и энергоснабжения потребителей // Электрические станции, 2016, № 8. – С. 30–34.
10. Nosaki S. Optimization in the Application of Reclosers / S. Nosaki, F.A. Femandes, R. Torrezan // CIREN 97, 2-5 June 1997, Conference Publication No. 438, IEEE, 1997.
11. Qiu Qin. Recloser Allocation and Placement for Rural Distribution Systems / Qiu Qin, N. Eva Wu // Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE.
12. Armando M. Leite da Silva. Reliability Evaluation of Distribution Systems Considering Automatic Reclosers / Armando M. Leite da Silva, Agnelo M. Cassula, Leonidas C. Resende, Ronaldo M. Almeida, Mario T. Yamasaki, Gustavo M.F. Paula // 8-th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, September 12-16, 2004. – p. 100-105.
13. Pregelj A. Recloser Allocation for Improved Reliability of DG-Enhanced Distribution Networks / A. Pregelj, M. Begovic, A. Rohatgi // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 3, August 2006. – p. 1442–1449.
14. Farshid Darabi. Reliability Cost Allocation of Protective devices / Farshid Darabi, Alireza Tavakoli Shooshtari, Ehsan Babaei, Saeed Darabi // 2011 IEEE Symposium on Business, Engineering and Industrial Applications (ISBEIA), Langkawi, Malaysia. – p. 469–474.
15. Distribution Test Feeders / Distribution Test Feeder Working Group. IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee's [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>.
16. Жадный алгоритм. Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Жадный_алгоритм.

Акимов Дмитрий Андреевич, старший инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: akimov_d@ntcees.ru

Грунина Ольга Игоревна, аспирант, старший инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической (АО «НТЦ ЕЭС»).
E-mail: grunina_o@ntcees.ru

Карпов Антон Игоревич, студент Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.
E-mail: aikarpov.spbpu@gmail.com

Шкитина Наталья Олеговна, студент Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.
E-mail: nshkitina3@gmail.com

Стенд для комплексных испытаний основного оборудования сверхпроводящей кабельной линии постоянного тока напряжением 20 кВ

Представлено основное электротехническое оборудование передачи постоянного тока напряжением 20 кВ с использованием сверхпроводящей кабельной линии. Приведены результаты предварительных поэлементных испытаний вентильной части оборудования. Создан испытательный стенд в виде трёхпульсной кольцевой схемы для комплексного опробования оборудования ППТ.

Ключевые слова: высокотемпературная сверхпроводимость, кабельные линии, передача постоянного тока, трёхпульсная кольцевая испытательная схема.

Введение

Опыт применения сверхпроводниковых технологий в электроэнергетике показал, что одним из наиболее перспективных видов высокотемпературного сверхпроводникового (ВТСП) оборудования на сегодняшний день являются кабельные линии (КЛ), в том числе постоянного тока. Применение подобных технологий позволяет обеспечить новое качество функционирования электрических сетей, благодаря реализации следующих функций:

- возможность транспорта электроэнергии практически без потерь;
- ограничение уровней токов короткого замыкания (КЗ) электрических сетей, повышение надёжности их эксплуатации;
- передача значительной мощности на уровне среднего напряжения (характерно для распределительных сетей).

В конце 2010 г. ПАО «ФСК ЕЭС» были инициированы работы по созданию опытной передачи постоянного тока (ППТ) мощностью 50 МВ·А, напряжением 20 кВ, протяжённостью 2,5 км в г. Санкт-Петербург с использованием ВТСП КЛ [1, 2]. Основными целями проекта являлись соединение ПС 220 кВ РП-9 и ПС 330 кВ «Центральная» посредством ППТ и исследование проблем, связанных с повышением надёжности электроснабжения потребителей, ограничения токов КЗ и регулирования перетоков мощности в городской сети при использовании технологий ВТСП. Упрощённая электрическая схема ППТ представлена на рис. 1.

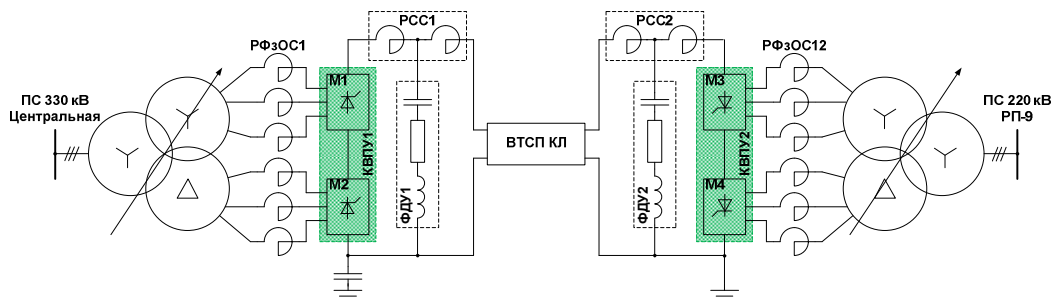


Рис. 1. Упрощённая электрическая схема ППТ 20 кВ, 2500 А

Основные электрические параметры ППТ:

- номинальное постоянное напряжение – 20 кВ;
- номинальное напряжение вентильных обмоток трансформатора – 8,27 кВ;
- номинальный постоянный ток – 2500 А;
- допустимая кратковременная перегрузка по току – 10%.

ВТСП КЛ состоит из шести отрезков по 430 м с пятью соединительными и двумя концевыми муфтами (токовводами), и по конструкции представляет собой униполярный кабель с обратным проводником. Прямой проводник сформирован двумя повивами сверхпроводящих лент с критическим током $I_{кр} = 160$ А. Обратный проводник выполнен одноповивным из сверхпроводящих лент с $I_{кр} = 180$ А с бумажной основной и экранной изоляцией. Электрический экран кабеля реализован лентой из нержавеющей стали.

Основные параметры криостатирования ВТСП КЛ следующие: температура – $(65 \div 80)$ К; давление – до 1,4 МПа; расход жидкого азота – $(0,1 \div 0,6)$ кг/с.

На момент публикации данной статьи всё основное оборудование ППТ успешно прошло поэлементные испытания, а вентильная часть ППТ – также комплексное опробование. После окончания пуско-наладочных работ штатной системы криообеспечения планируется опробование вентильной части ППТ совместно с ВТСП КЛ.

В перспективе развития проекта предполагается расширение внедрения ВТСП КЛ в энергосистему Санкт-Петербурга для:

- реализации кольцевой схемы;
- связи сетей разного напряжения;
- двунаправленного управления мощностью;
- управления мощностью в прилегающих сетях.

Современные ППТ, как правило, проектируются на основе двух принципов реализации главной схемы преобразовательных подстанций:

- с использованием тиристорных преобразователей тока (ПТ) [3, 4];
- с использованием преобразователей напряжения (ПН) на основе полностью управляемых полупроводниковых приборов (IGBT или IGCT) [4–6].

Основные достоинства и недостатки варианта реализации ППТ на основе ПТ:

- 1) высокий КПД вентильной части;
- 2) тиристорные преобразователи необходимых типономиналов давно освоены отечественной промышленностью;
- 3) сравнительно низкая стоимость преобразовательной части ПС;
- 4) ППТ с ведомыми сетью ПТ не способны работать на тупиковую нагрузку или на слабую энергосистему;
- 5) при поддержании постоянства тока в КЛ, ПТ формирует в ней гармоники напряжения, которые могут вызывать нагрев ВТСП КЛ за счёт взаимодействия с распределённой ёмкостью;
- 6) использование ведомых сетью ПТ требует установки дополнительного оборудования по обоим концам передачи:
 - сглаживающие реакторы;
 - фильтро-демпфирующие устройства (ФДУ) цепи постоянного тока;

- фильтро-компенсирующие устройства (ФКУ) на стороне переменного тока (в рассматриваемом проекте не требуются ввиду значительной мощности энергосистемы и использования трансформации напряжения 8,27/110).

Основные достоинства и недостатки реализации ППТ на основе ПН следующие:

- 1) ПН не создают существенных пульсаций напряжения в цепи постоянного тока;
- 2) ПН обеспечивают ППТ большее быстродействие и способность как генерации, так и потребления реактивной мощности, что перспективно для дальнейшего развития энергосистемы;
- 3) ПН позволяют в значительной степени решить проблему компенсации реактивной мощности;
- 4) применение ПН существенно уменьшает необходимую мощность ФКУ на стороне переменного тока;
- 5) сравнительно высокая стоимость вентильной части преобразователей (из-за более высокой удельной стоимости полностью управляемых полупроводниковых приборов по сравнению с обычными тиристорами);
- 6) более высокие потери, обусловленные динамическими потерями в IGBT (или IGCT) на высокой несущей частоте ШИМ.

По результатам анализа технических, экономических и организационных аспектов проекта ПАО «ФСК ЕЭС» было принято решение о выполнении КВПУ на основе классических тиристорных выпрямителей и ведомых сетью тиристорных инверторов.

Вентильная часть комплекса электротехнического оборудования ППТ

В рамках рассматриваемого проекта специалистами АО «НТЦ ФСК ЕЭС» совместно со специалистами ФГУП «ВЭИ», АО «НТЦ ЕЭС» и ОАО «Айдис Групп» осуществлялись разработка, изготовление и испытания вентильной части комплекса электротехнического оборудования ППТ, включающего следующие элементы:

- две 6-фазные комплектные вентильные преобразовательные установки (КВПУ), каждая из которых состоит из двух 6-пульсных тиристорных ПТ;
- два сглаживающих реактора типа РСС-20-2500-0,63 УХЛ1;
- четыре комплекта фазных реакторов (по три реактора типа РФЗОС-20-2200-0,03 УЗ в комплекте);
- два фильтро-демпфирующих устройства типа ФДУ-20-10,7 УЗ.

Каждый 6-пульсный тиристорный преобразователь имеет схему соединения Ларионова и собирается из трёх блоков высоковольтных тиристорных вентилей типа БВТВ-835/8,27 УХЛ 4.2. Конструктивно БВТВ представляет собой последовательное соединение двух высоковольтных тиристорных вентилей (ВТВ), объединённых общим каркасом, вспомогательным оборудованием и элементами системы охлаждения (СО), и расположенных вертикально один над другим с общей механической опорой и изоляцией относительно земли. На верхнем и нижнем фланцах БВТВ располагаются выводы постоянного тока (основные выводы). В середине БВТВ (между отдельными ВТВ) расположен вывод переменного тока. Охлаждение БВТВ осуществляется посредством принудительной циркуляции жидкого хладагента с отво-

дом потерь во внешнюю окружающую среду, обеспечиваемой системой охлаждения (СО), входящей в комплект КВПУ.

Система управления и контроля БВТВ включает в себя шкаф управления (ШУ), размещаемый на потенциале земли, и оптоволоконные кабели, соединяющие оптические входы/выходы ШУ с соответствующими входами/выходами блоков управления (БУ) тиристорных ячеек, находящихся на высоком потенциале.

Полуобмотки сглаживающих реакторов РСС1 и РСС2 выполнены шестислойными цилиндрическими из провода ПАЭРТ-360. Между слоями расположены каналы охлаждения. Основой обмотки является изоляционный каркас из стеклоэпоксидного цилиндра марки ЦСЭФ, стеклопластиковых реек СПП-ЭП, деталей из стеклотекстолита СТЭФ. Механическую прочность реакторов обеспечивают крестовины из алюминиевого сплава АМг-5, которые одновременно служат сборными шинами для слоев обмотки. Нижняя крестовина обмотки устанавливается на шесть опорных изоляторов.

Обмотка фазных реакторов РФзОС1 – РФзОС12, предназначенных для отсечения от БВТВ паразитной ёмкости преобразовательного трансформатора и подводящей ошиновки, выполнена трёхслойной цилиндрической из провода ПСД-1. Между слоями расположены каналы охлаждения. Основой для обмотки является изоляционный каркас, аналогичный по конструкции сглаживающим реакторам. Механическую прочность реактора обеспечивают крестовины из немагнитной стали марки 12Х18Н9-М3, к которым крепятся шины для подключения концов слоев обмотки. Нижняя крестовина обмотки устанавливается на четыре опорных изолятора.

ФДУ состоит из конденсаторной батареи (КБ) типа КБ ФДУ-20-10,7 У3, последовательно соединённой с фильтровым реактором типа РФОС-5/20 УХЛ1. КБ собрана из параллельно-последовательного соединения 12-и конденсаторов типа ФЭТ-4-32-У2 (две параллельных ветви по 6 последовательно соединённых конденсаторов в каждой). КБ трёхсекционная, состоит из металлических рам, разделённых между собой изоляторами с ошиновкой, выполненной алюминиевыми шинами. Реактор ФДУ выполнен с однослойной цилиндрической обмоткой из провода ПАЭРТ-60. Основой для обмотки является изоляционный каркас. Реактор устанавливается на четырёх опорных изоляторах.

БВТВ и ШУ в процессе нагрузочных испытаний показаны на рис. 2. Одна полуобмотка сглаживающего реактора, а также КБ и реакторы ФДУ представлены на рис. 3.



Рис. 2. БВТВ и ШУ в процессе нагрузочных испытаний



Рис. 3. Полуобмотка сглаживающего реактора, КБ и реакторы ФДУ (слева направо)

Поэлементные испытания основного оборудования ППТ

Весь перечень электротехнического оборудования ППТ (в том числе и ВТСП КЛ) успешно прошёл поэлементные испытания в соответствии с существующей нормативной базой. Испытания ВТСП КЛ подробно рассмотрены в [7].

БВТВ подвергались предварительным испытаниям в соответствии с требованиями отдельных разделов стандарта МЭК 60700-1 и ГОСТ 1516.3-96. Нагрузочные испытания БВТВ при этом проводились при встречно-параллельном соединении ВТВ, входящих в состав каждого БВТВ. Действующее значение тока при испытаниях составляло около 1350 А (рис. 4), что соответствует среднему за период току одного ВТВ, составляющему примерно 955 А. Среднее за период значение тока единичного ВТВ при работе в составе КВПУ равно 833 А (нормальный режим работы) или 917 А (режим кратковременной перегрузки).

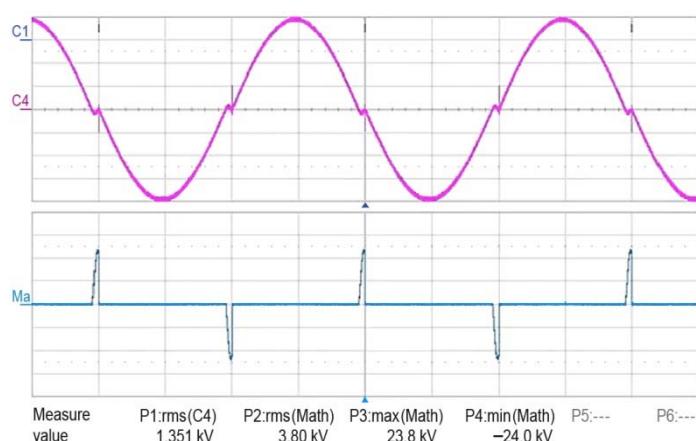


Рис. 4. Ток (сверху) и напряжение (снизу) ВТВ при поэлементных нагрузочных испытаниях (масштаб тока – 500 А/дел (канал C4, кривая розового цвета); масштаб напряжения – 10 кВ/дел (канал Math, кривая голубого цвета); развёртка – 5 мс/дел)

В табл. 1 представлены основные виды испытаний, которым подвергались единичные ВТВ и БВТВ в сборе.

Таблица 1

Основные виды испытаний БВТВ

Вид испытания	Объект испытания
Визуальный контроль	БВТВ
Проверка соединений	БВТВ
Проверка параметров схем деления напряжения	ТЯ*
Проверка параметров схем демпфирования	ТЯ
Испытание ТЯ повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин	ТЯ
Проверка функционирования схем защитного включения ТЯ	ТЯ
Проверка функционирования схем контроля и схем включения тиристоров	ТЯ, ШУ
Испытание контура охлаждения БВТВ повышенным давлением, определение перепада давления на БВТВ	БВТВ
Испытание опорной изоляции БВТВ повышенным постоянным напряжением обеих полярностей в течение 1 мин	БВТВ
Испытание опорной изоляции БВТВ повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин	БВТВ
Испытание изоляции между выводами ВТВ повышенным постоянным напряжением обеих полярностей в течение 1 мин	ВТВ
Испытание изоляции между выводами ВТВ повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин	ВТВ
Контроль деления между тиристорными ячейками ВТВ постоянного напряжения каждой полярности	ВТВ
Контроль деления между тиристорными ячейками ВТВ напряжения промышленной частоты	ВТВ
Проверка функционирования системы управления и контроля БВТВ	БВТВ, ШУ
Нагрузочные испытания БВТВ, определение потерь	БВТВ, ШУ

* ТЯ – тиристорная ячейка.

Испытательный стенд для комплексного опробования оборудования ППТ

Как правило, приёмке любого нового оборудования в опытную эксплуатацию предшествует его комплексное опробование. В случае рассматриваемого проекта проводить данную процедуру в действующей электрической сети мегаполиса достаточно рискованно. В то же время прямая реализация комплексного опробования на испытательном стенде фактически приведёт к необходимости воспроизведения полномасштабной ППТ, что нецелесообразно как экономически, так и практически. По этим причинам [8] рекомендует проводить подобные испытания при помощи кольцевых испытательных схем (6-пульсной, естественным образом воспроизводящей кривые напряжений и токов, близкие к имеющим место в эксплуатации, или

3-пульсной, представленным на рис. 5), а также при помощи синтетических испытательных схем.

Из условий максимального задействования имеющейся в АО «НТЦ ФСК ЕЭС» испытательной базы и минимальных дополнительных капиталовложений в проект было принято решение по созданию испытательного стенда в виде 3-пульсной кольцевой схемы (рис. 5, а).

Особенностью данной схемы является то, что один 6-пульсный преобразователь условно разбивается на два 3-пульсных однонаправленных преобразователя (две коммутационные группы со схемой соединения Миткевича каждая), один из которых работает в выпрямительном, а второй – в инверторном режиме. Благодаря общему подключению коммутационных групп к одной и той же вторичной обмотке преобразовательного трансформатора и различным углам запаздывания для управления выпрямителем и инвертором эта испытательная схема обладает уникальными характеристиками.

Схема может быть использована для осуществления испытаний периодическими включениями и отключениями. Для сравнения на рис. 6 показаны соответствующие расчётные кривые напряжения и тока для 3-пульсной и 6-пульсной испытательных схем [8] для двух расчётных режимов: $\alpha \approx \delta \approx 16^\circ$ и $\alpha \approx \delta \approx 90^\circ$ (где α и δ – угол зажигания и угол погасания соответственно).

Как можно увидеть из рис. 6, а в случае 3-пульсной кольцевой испытательной схемы кривые токов вентилях (например, Т1 и Т4), относящихся к одной и той же фазе вентиляльной обмотки трансформатора, перекрываются, и соответствующая фаза не несёт тока на этом промежутке времени. Схема при этом проводит ток свободным образом через указанные вентили и сглаживающий реактор(ы) цепи постоянного тока. Из-за явления свободного прохождения тока действующее значение тока трансформатора снижается. Активная и реактивная мощности, требуемые от сети переменного тока, также уменьшаются. При увеличении α ток трансформатора увеличивается, достигая своего максимума при $\alpha = 90^\circ$, который соответствует 6-пульсной кольцевой испытательной схеме.

В 6-пульсном мосте демпфирование коммутационных перенапряжений вентиля осуществляется не только его собственной демпфирующей RC -цепью, но также посредством демпфирующих цепей всех соседних вентилях, запёртых в этот момент времени. Эквивалентное сопротивление запёртых вентилях в 1,5 раза больше сопротивления запирающегося вентиля и включено параллельно ему. При проведении испытаний на 3-пульсной кольцевой испытательной схеме значение дополнительного параллельного сопротивления зависит от режима работы и углов зажигания (погасания) коммутационных групп. При $\alpha > 60^\circ$ 3-пульсная испытательная схема ведёт себя таким же образом, как и 6-пульсная. В результате коммутационные перенапряжения воспроизводятся корректно. При $\alpha < 60^\circ$ параллельное сопротивление меньше, чем аналогичное в 6-пульсной схеме, что может приводить к снижению коммутационных перенапряжений. В этом случае для адекватного воспроизведения коммутационных перенапряжений необходимо уменьшить междофазное напряжение $U_{мф}$ и увеличить значение α выше 60° при сохранении постоянного значения $U_{мф} \cdot \sin(\alpha + \gamma)$, где γ – угол коммутации.

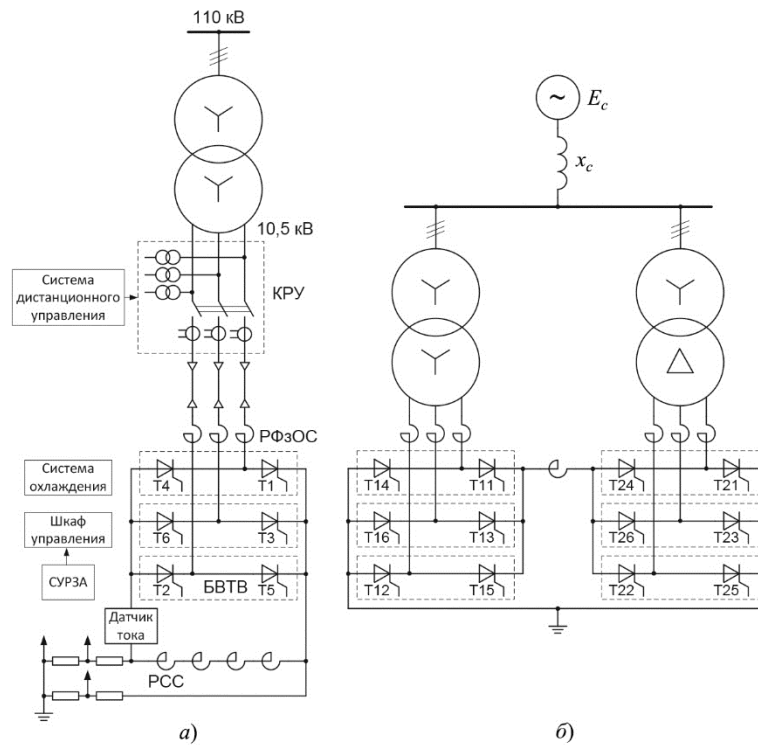


Рис. 5. Кольцевые испытательные схемы: а) 3-пульсная; б) 6-пульсная

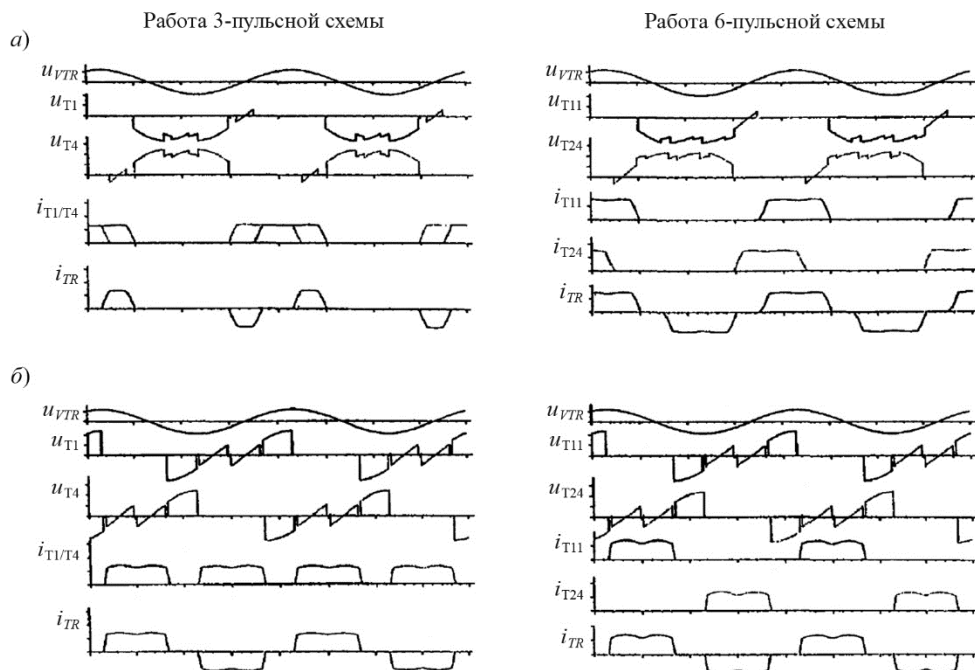


Рис. 6. Характерные формы кривых напряжения и тока для 3-пульсной и 6-пульсной кольцевых испытательных схем в идентичных условиях: а) $\alpha \approx \delta \approx 16^\circ$; б) $\alpha \approx \delta \approx 90^\circ$.

u_{VTR} – напряжение трансформатора; u_{T1}, u_{T11} – напряжение вентилей (выпрямитель);
 u_{T4}, u_{T24} – напряжение вентилей (инвертор); $i_{T1/T4}, i_{T11/T24}$ – токи вентилей (выпрямитель/инвертор);
 i_{TR} – ток трансформатора

Потери в резистивных элементах демпфирующих цепей вентилей в основном возникают из-за изменений в запасённой энергии конденсаторов этих цепей в результате ступенчатых изменений в кривой напряжения (включение, отключение и коммутационные провалы). Потери пропорциональны сумме квадратов всех скачков напряжения, которая для 3-пульсной испытательной схемы зависит от рабочего диапазона углов α и δ . В сравнении с 6-пульсной испытательной схемой потери выше (примерно на 47%) при $\alpha, \delta < \pi/3 - \gamma$. При $\alpha, \delta > \pi/3$ потери такие же, как в 6-пульсной схеме.

При создании в АО «НТЦ ФСК ЕЭС» испытательной базы в виде 3-пульсной кольцевой схемы для реализации комплексного опробования всего набора электротехнического оборудования ППТ в качестве составляющих элементов схемы помимо блоков вентиляй использовались также сглаживающие и фазные реакторы, ШУ, система управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА). На рис. 7 и 8 показаны основные элементы вентильной части оборудования ППТ в составе 3-пульсной кольцевой испытательной схемы. В состав стенда вошла также система охлаждения (СО) тиристорных вентиляй, представленная на рис. 10. В перспективе для сравнительной оценки воздействий высших гармоник напряжения на ВТСП КЛ предполагается включение в схему элементов ФДУ-20-10,7 УЗ.

Созданный испытательный стенд предназначен для работы от сети переменного тока напряжением 10,5 кВ и позволяет получать значения постоянного тока в диапазоне от 500 А (соответствует граничному режиму возникновения прерывистого тока ППТ) до 2 750 А (соответствует режиму допустимой кратковременной перегрузки ППТ).

Запуск испытательного стенда в работу намечен на 2017 г. после завершения монтажа, наладки и опробования штатной системы криогенного обеспечения (СКО) ВТСП КЛ (рис. 9). В результате при помощи созданной испытательной базы появится возможность проведения полноценных испытаний вентильной части комплекса электротехнического оборудования ППТ совместно с ВТСП КЛ и штатной СКО в режимах, приближенных к эксплуатационным.



Рис. 7. БВТВ-835/8,27 УХЛ 4.2 (на переднем плане), РФзОС-20-2200-0,03 УЗ (на заднем плане) и РСС-20-2500-0,63 УХЛ1 (справа) в составе 3-пульсной кольцевой испытательной схемы



Рис. 8. ШУ (в центре) и шкафы СУРЗА (по краям) выпрямительной и инверторной частей КВПУ в составе 3-пульсной кольцевой испытательной схемы



Рис. 9. Система охлаждения тиристорных вентилях испытательного стенда (слева) и штатная СКО ВТСП КЛ в процессе монтажа и наладки (справа)

Заключение

В результате кооперации усилий отечественных электротехнических предприятий создано оборудование для ППТ 50 МВ·А напряжением 20 кВ для распределительной сети г. Санкт-Петербург.

Ключевой особенностью проекта является реализация ППТ на основе инновационных технологий ВТСП. Это даёт возможность подробного исследования проблем, связанных с повышением надёжности электроснабжения потребителей, ограничения значений тока КЗ и регулирования перетоков мощности в городской сети при использовании ВТСП КЛ.

Весь перечень электротехнического оборудования ППТ (в том числе и ВТСП КЛ) успешно прошёл предварительные поэлементные испытания в соответствии с существующей нормативной базой.

Создан испытательный стенд в виде 3-пульсной кольцевой схемы для проведения комплексного опробования основного оборудования ППТ. Данный стенд позволяет проводить полноценные испытания вентильной части комплекса электротехнического оборудования ППТ совместно с ВТСП КЛ и штатной СКО в режимах, приближенных к эксплуатационным.

Список литературы

1. Sytnikov V. E. et al., «HTS DC cable line project: On-going activities in Russia», IEEE Trans. Appl. Supercond., vol. 23, No 3, Jun 2013.
2. Sytnikov V. E. et al., «Status of HTS Cable link project for St.Petersburg grid», IEEE Trans. Appl. Supercond., vol. 25, No 3, Jun 2014.
3. Bauliang Sheng, Hans-Ola Bjarme, Hans Johansson. «Reliability Enhancement of HVDC Transmission by Standardization of Thyristor Valves and Valve Testing» // The 6th Int. Conf. on Power T&D Technology, Nov.10-12, 2007, Guangzhou, China.
4. Gunnar Asplund, Lennar Carlsson. «HVDC. ABB – from pioneer to world leader»// AB Review, №4, 2008, p.60-64.
5. Michael Bahrman, Abdel-Aty Eris, Rich Haley. «Asynchronous Back-to-Back HVDC Link with Voltage Source Converters» // Minnesota Power Systems Conference, Nov., 1999, USA.
6. Dirk Westermann, Alexander Kuster and others. «Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission – Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies» // ELECTRA №261-April 2012, pp.59-65 (CIGRE, 492 Technical brochure, WG B4.46).
7. Sytnikov V. E. et al., «The Test Results of AC and DC HTS Cables in Russia», IEEE Trans. Appl. Supercond., vol. 26, No 3, April 2016.
8. Test circuit for HVDC thyristor valves, April 1997 // CIGRE, 113, Task Force 03, WG 14.01.

Алексеев Никита Андреевич, ведущий инженер Центра высоковольтной преобразовательной техники Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: alekseev_na@ntc-power.ru

Булыкин Павел Юрьевич, генеральный директор «Айдис групп» (ОАО «Айдис групп»).

E-mail: info@ieds.ru

Карпов Виктор Николаевич, канд. техн. наук, заведующий лабораторией Центра высоковольтной преобразовательной техники Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: karpov_vn@ntc-power.ru

Матинян Александр Маратович, канд. техн. наук, начальник отдела Центра высоковольтной преобразовательной техники Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: matinyan_am@ntc-power.ru

Пешков Максим Валерьевич, канд. техн. наук, заместитель начальника Центра высоковольтной преобразовательной техники Научно-технического центра Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»).

E-mail: peshkov_mv@ntc-power.ru

УДК 621.314.58

О. В. Сулова, Р. Н. Шульга

Технико-экономические характеристики преобразовательных подстанций для электропередач и вставок постоянного тока

Проведен сравнительный анализ технико-экономических характеристик, схемных решений, областей применения преобразователей для передач постоянного тока высокого напряжения по материалам зарубежных производителей.

Ключевые слова: преобразовательная подстанция, тиристорный вентиль, полностью управляемый вентиль, преобразователь тока, преобразователь напряжения, двухуровневая схема, трехуровневая схема, модульный многоуровневый преобразователь напряжения, однолинейная схема преобразовательной подстанции, стоимость.

Введение

Развитие технологий электропередачи постоянным током является одним из глобальных трендов развития электроэнергетики. Передачи электрической мощности постоянным током высокого напряжения развиваются и реализовываются в промышленных масштабах с начала 50-х годов прошлого столетия. В последние годы число проектов передач и вставок постоянного тока (ППТ и ВПТ) в мировой энергетике значительно возросло. По приблизительным подсчётам за пять десятилетий с начала 50-х по конец 90-х годов прошлого века в мире введено в эксплуатацию около 100 объектов постоянного тока на напряжение выше 50 кВ, за десятилетие 2000–2010 гг. – около 40, начиная с 2010 года и на перспективу до 2020 года строится и запланировано к строительству более 80 объектов постоянного тока.

В преобразовательной части большинства функционирующих и проектируемых ВПТ и ППТ используются два типа преобразователей: преобразователь тока (ПТ) с тиристорными вентилями и преобразователь напряжения (ПН) с вентилями на основе полностью управляемых полупроводниковых приборов. Они отличаются элементной базой, техническими и ценовыми характеристиками, областями применения.

Целью настоящей статьи является обобщение областей применения, схемотехнических решений и характеристик преобразовательных подстанций для ППТ и ВПТ на основе анализа материалов зарубежных производителей.

1. Преобразовательные подстанции с использованием преобразователей тока

Преобразователи тока для ППТ и ВПТ получили промышленное применение в 1950-х годах. Первые преобразователи были построены на основе ртутных вентилях, с начала 1970-х годов они строятся на основе тиристорных вентилях. Свойства этих преобразователей хорошо изучены, особенностям их функционирования посвящено множество публикаций, как в России, так и за рубежом, например [1, 2].

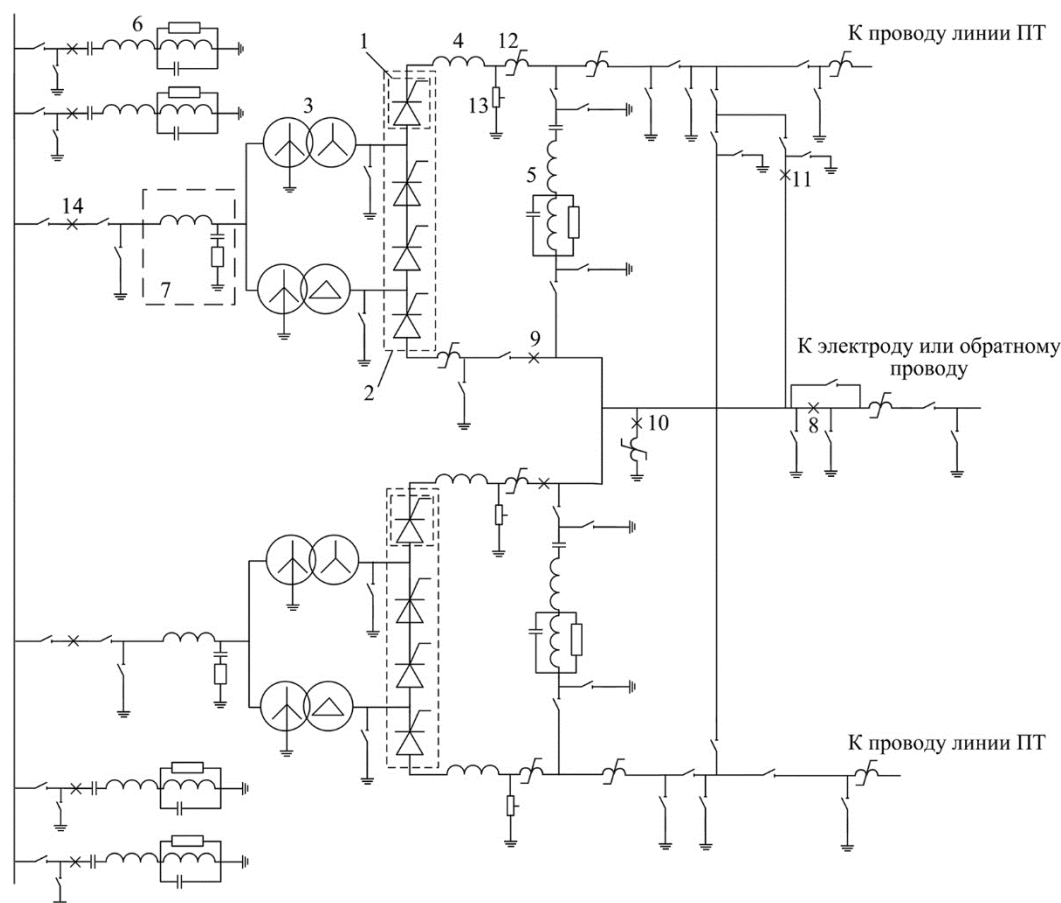


Рис. 1. Однолинейная схема преобразовательной подстанции с применением преобразователей тока:

- 1 – высоковольтный вентиль; 2 – счетверенный вентиль; 3 – преобразовательный трансформатор;
 4 – сглаживающий реактор; 5 – фильтр гармоник на стороне постоянного тока; 6 – фильтры гармоник на стороне переменного тока; 7 – фильтр нижних частот; 8, 9, 10, 11 – система выключателей в распределителе постоянного тока; 12 – датчик тока; 13 – датчик напряжения; 14 – выключатель полюса

На рис. 1 представлена типовая схема преобразовательной подстанции (ПП) биполярной передачи постоянного тока с использованием преобразователей тока [2].

Основой преобразовательной схемы служит шестипульсовая мостовая схема, состоящая из шести тиристорных вентилях. Вентиль преобразователя состоит из нескольких последовательно соединенных модулей, сформированных из идентичных тиристорных ячеек (ТЯ) и анодных реакторов. Каждая тиристорная ячейка состоит из непосредственно тиристора, модуля управления тиристором, демпфирующих и выравнивающих цепей, присоединенных параллельно к ТЯ. Демпфирующие цепи обеспечивают равномерное распределение напряжения по компонентам вентиля. Они также служат для снижения величин напряжения и тока в переходных процессах при отпирании вентиля и восстановлении напряжения на нем. Ячейка управления тиристором обеспечивает формирование управляющего сигнала на управляющем электроде тиристора в нормальном и аварийном режимах. Последова-

тельно с ТЯ или с вентильной секций, состоящей из нескольких последовательно соединенных ТЯ, устанавливаются насыщающиеся реакторы для ограничения скорости нарастания тока в первые моменты времени после включения тиристора, а также скорости изменения напряжения при отключенном состоянии тиристора. Несколько вентиля формируют многовентильный блок (МВБ). Как правило, в одном блоке содержатся четыре вентиля (счетверенный вентиль). Почти все современные тиристорные вентили охлаждаются деионизированной водой или смесью деионизированной воды и этилен гликоля.

Преобразовательные трансформаторы служат для объединения шестипульсных мостов в двенадцатипульсную схему, а также для связи с сетью переменного тока и согласования напряжения преобразователя с напряжением сети. Сглаживающие реакторы с индуктивностью порядка сотен мГн предназначены для сглаживания пульсаций постоянного тока в линии, предотвращения прерывания тока при малой нагрузке ППТ и ограничения токов короткого замыкания в линии постоянного тока. Фильтры высших гармоник на стороне переменного тока служат для фильтрации токов высших гармоник, генерируемых преобразователями, а также для компенсации части реактивной мощности, потребляемой преобразователями.

Фильтры высших гармоник на стороне постоянного тока предназначены для улучшения гармонического состава постоянного тока. Источники реактивной мощности компенсируют реактивную мощность, потребляемую преобразователями, которая в нормальных установившихся режимах ППТ может достигать величины примерно 50 % от передаваемой по ППТ активной мощности.

Для минимизации влияния высокочастотных помех, генерируемых преобразовательным оборудованием на оборудование примыкающей сети переменного тока используется фильтр нижних частот 7 (в зарубежной терминологии это устройство называется «*PLC-filter*»).

Выключатели 8 и 11 предназначены для переключения обратного тока из земли в линию неиспользуемого полюса, если ППТ временно функционирует в униполярном режиме. Выключатель 10 замыкается при аварии на электроде или обратном проводе, обеспечивая временный возврат тока через землю. Выключатель 9 используется для отвода постоянного тока от заблокированного полюса на землю.

К основному оборудованию подстанции также должна быть отнесена система управления регулирования и защиты преобразователей.

Преобразователи с тиристорными вентилями применяются в составе воздушных и кабельных ППТ различных классов напряжения от 250 до 800 кВ. Среди задач, решаемых с помощью этих ППТ, можно отметить следующие: передача электроэнергии большой мощности на дальние расстояния; коммерческая передача электроэнергии; увеличение надежности энергоснабжения; оптимальное распределение мощности электростанций между энергосистемами, компенсация суточных и сезонных колебаний генерируемых мощностей, выравнивание пиков нагрузки и потребления, передача электроэнергии через протяженные водные и наземные преграды.

В табл. 1 приведены примеры кабельных и воздушных ППТ с преобразователями тока.

Таблица 1

Примеры ППТ с преобразователями тока

Название, год ввода, страна	Напряжение, кВ	Мощность, МВт	Длина ВЛ/КЛ, км	Основное назначение
Нептун, 2007, США	500	600	102 (КЛ)	Надежное энергоснабжение потребителей островной энергосистемы
Basslink, 2006, Австралия	400	500	290 (КЛ)	Выравнивание пиков нагрузки и потребления
Cometa, 2011, Испания	±250	400	247 (КЛ)	Надежное энергоснабжение потребителей островной энергосистемы
SAPEI, 2011, Италия	±500	1000	435(КЛ)	Надежное энергоснабжение потребителей островной энергосистемы, получение энергии от ветроэлектрических станций (ВЭС)
Brit-Ned, 2011, Великобритания – Нидерланды	±500	1000	260 (КЛ)	Увеличение надежности энергоснабжения энергосистем, компенсация колебаний генерируемых мощностей, свойственных ветровым электростанциям
Nuozhadu-Guangdong, 2013, Китай	±800	5000	1451(ВЛ)	Передача электроэнергии большой мощности на дальние расстояния
Xiluodu-Zhejiang, 2014, Китай	±800	8000	1688 (ВЛ)	Передача электроэнергии большой мощности на дальние расстояния

Преобразовательная подстанция ППТ или ВПТ обычно занимает большую площадь, чем подстанция для передачи переменного тока той же мощности. На рис. 2. показана типичная подстанция ППТ с номинальной мощностью 600 МВт. Такая подстанция занимает участок размером 90×180 м.

Основное оборудование подстанции ППТ занимает:

- здание тиристорного преобразователя – 8 % общей площади подстанции;
- фильтры переменного тока – 35 %;
- распределительное устройство переменного тока и трансформаторы – 45 %;
- оборудование постоянного тока – 11 %.

Преобразовательная подстанция биполярной ППТ пропускной способностью 1 ГВт напряжением постоянного тока ±500 кВ занимает участок размером 180×240 м, пропускной способностью 2 ГВт – участок размером 330×385м, пропускной способностью 5 ГВт напряжением ±800 кВ – участок размером 394×560 м. Характерной особенностью этих ПП является то, что распределительные устройства переменного тока и фильтры переменного тока занимают более 50 % общей площади преобразовательной подстанции.

На рис. 3 показана зависимость удельной стоимости преобразовательной подстанции ППТ (US\$/кВт) от ее мощности (МВт), которая с увеличением мощности преобразователя снижается. Стоимость варьируется в зависимости от класса

напряжения объекта, особенностей территории, на которой сооружается ПП. В табл. 2 приведены стоимостные показатели подстанций ППТ по каждому виду оборудования в виде отношения (в процентах) к удельной стоимости затрат на проект [3].

Достоинства ПП с применением тиристорных вентиляей:

- это хорошо отработанная технология преобразования энергии, имеется длительный опыт ее использования с начала 70-х годов XX века;
- низкие потери мощности в преобразователе тока, которые составляют 0,8–0,85%;
- достигнуты высокие значения передаваемой мощности более 8ГВт при высоких классах напряжения до 800 кВ – для воздушных линий и до 500 кВ – для кабельных линий с вязкой пропиткой.

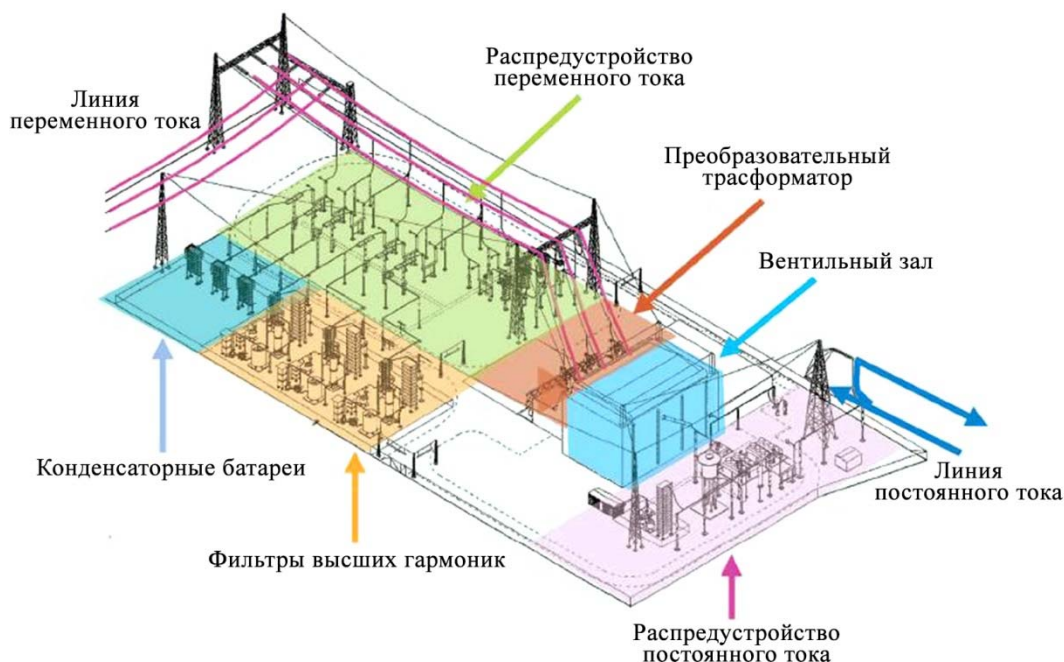


Рис. 2. Униполярная преобразовательная подстанция мощностью 600 МВт

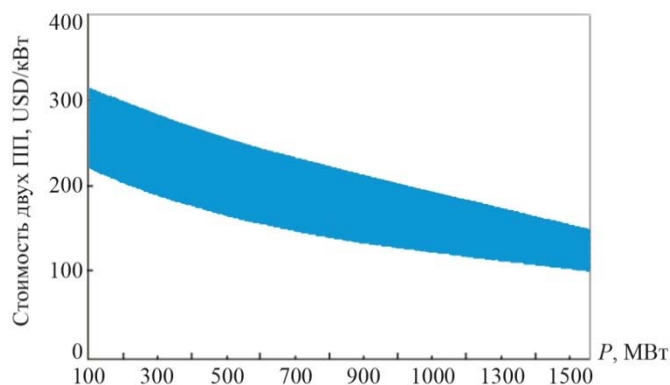


Рис. 3. Удельная стоимость ПП с преобразователями тока

Таблица 2

Стоимостные показатели преобразовательных подстанций

Параметры, виды оборудования и работ	ВПТ		Униполярная ППТ	Биполярная ППТ	
Напряжение, кВ			500	±500	±500
Мощность, МВт	200	500	500	1000	2000
Тиристоры, %	19	19	21	21	22
Преобразовательные трансформаторы, %	23	23	21	22	22
РУ и фильтры постоянного тока, %	3	3	6	6	6
РУ и фильтры переменного тока, %	11	11	10	9	9
Система управления и коммуникации, %	8	8	8	8	8
Строительно-монтажные работы, %	13	13	14	14	13
Собственные нужды, %	2	2	3	3	3
Разработка и администрирование, %	21	21	17	17	17
Всего, %	100	100	100	100	100
Удельная стоимость, US\$/кВт	130	90	180	170	145

Примечания:

1. Устройства компенсации реактивной мощности и поддержания напряжения не учитываются.
2. Для напряжения постоянного тока ниже ±500 кВ стоимость подстанции ориентировочно снижается на 5–10 % на каждые 100 кВ.

Среди недостатков ПП с преобразователями тока можно выделить следующие.

В качестве линий передачи на основе ПП с применением ПТ невозможно использовать кабели из сшитого полиэтилена (которые дешевле, чем кабели с вязкой пропиткой для равных классов напряжения и значений тока), так как реверс мощности таких преобразователей осуществляется изменением полярности напряжения.

Для ПТ характерно значительное потребление реактивной мощности (до 50 % от пропускной способности преобразователя). Для ПТ требуется значительный состав конденсаторных батарей на стороне переменного тока для компенсации реактивной мощности и фильтрации ВЧ гармоник, что увеличивает площадь подстанции, удорожает ее стоимость и ограничивает применение ПТ для пассивных приемных систем и систем малой мощности сравнительно с мощностью ППТ.

ПТ имеют минимум передаваемой мощности и не могут функционировать при мощностях менее 10 % от номинальной передаваемой мощности.

3. Преобразовательные подстанции с использованием двух- и трёхуровневых преобразователей напряжения

Указанные ограничения снимает применение преобразователей напряжения с полностью управляемыми вентилями (ПУВ) на базе полупроводниковых транзисторов (IGBT). Пилотный демонстрационный проект ППТ с применением ПН мощностью 3 МВт был запущен компанией АВВ в 1997 г.

Мощные преобразователи напряжения обычно строятся на основе мостовых схем, состоящих из высоковольтных запираемых вентиляй, управляемых с высокой (до нескольких тысяч герц) частотой широтно-импульсной модуляции (ШИМ). На рис. 4 представлена схема подстанции ППТ с использованием преобразователей напряжения на примере ППТ Мирралинк пропускной способностью 200 МВт [4]. Как правило, они строятся по симметричной униполярной схеме, при этом оба провода постоянного тока имеют высокий потенциал противоположной полярности, средняя точка конденсатора постоянного тока заземлена, к полюсам присоединены балансирующие резисторы для балансировки полюсных напряжений. В этом случае вентильные обмотки преобразовательных трансформаторов не нагружены постоянной составляющей.

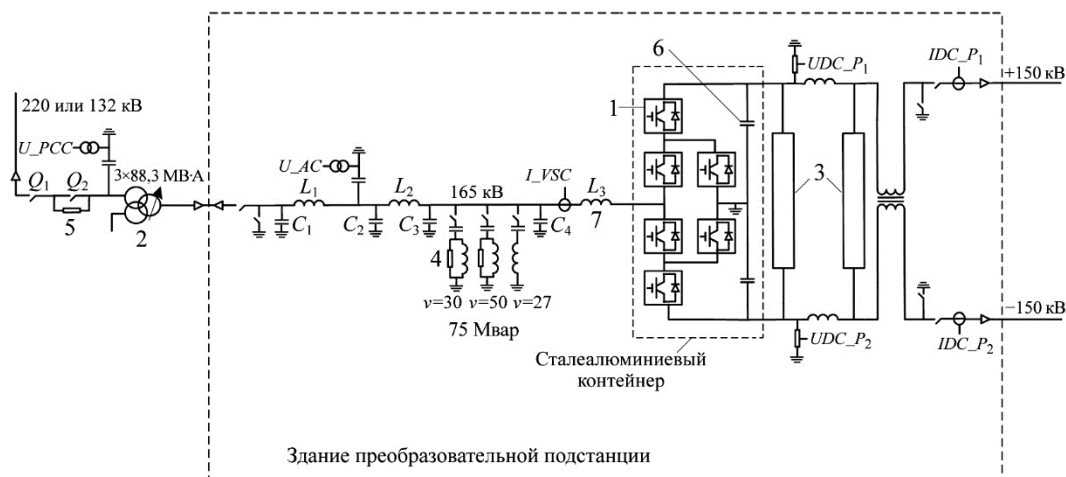


Рис. 4. Однолинейная схема преобразовательной подстанции с применением трехуровневых преобразователей напряжения:

- 1 – полностью управляемый высоковольтный транзисторный вентиль; 2 – преобразовательный трансформатор; 3, 4 – фильтры гармоник на стороне постоянного и переменного тока;
- 5 – предвключенный резистор; 6 – конденсатор; 7 – реактор;
- $L_1, L_2, C_1 - C_4$ – реакторы с воздушным сердечником и высоковольтные конденсаторные батареи фильтра нижних частот

Кратко рассмотрим основные компоненты преобразовательной подстанции.

Применительно к мощным ППТ и ВПТ высокого напряжения получили распространение преобразователи напряжения, реализованные на основе двухуровневых и трехуровневых схем с заземленной средней точкой (Neutral Point Clamped Converter) [5]. Двухуровневая схема состоит шести транзисторных полностью управляемых вентиляй. Она не всегда приемлема, поскольку качество фазного тока может быть обеспечено только при высокой частоте коммутации, что увеличивает

потери ПН. Трехуровневая схема с соединительными диодами отличается от двухуровневой тем, что в каждом плече преобразователя количество управляемых вентилях удваивается, средние точки «плеч» через специальные соединительные диоды подключаются к средней точке на стороне постоянного тока (средней точке конденсаторной батареи). Замена диодов на дополнительные полностью управляемые вентили (рис. 4) позволяет уменьшить длительность проводящего состояния и число коммутаций фазных вентилях, а также достичь более равномерной загрузки вентилях по току. Вентили, имеющие подвесное исполнение, монтируются внутри сталеалюминиевого контейнера для улучшения свойств электромагнитной совместимости преобразователя, а также условий транспортировки.

Также в контейнере расположена конденсаторная батарея, основное назначение которой состоит в обеспечении накопления энергии, создании контура с низкой индуктивностью для отключаемого тока, сглаживании колебаний постоянного напряжения. Указанная батарея выполняется на основе сухих конденсаторов, изготовленных из самовосстанавливающейся металлизированной пленки, и отличается компактными размерами и низкой собственной индуктивностью.

Трехфазный воздушный реактор предназначен для сглаживания фазного напряжения преобразователя, обеспечения возможности регулирования активной и реактивной мощностей преобразователя, снижения токов короткого замыкания.

Также в состав преобразовательной подстанции входят два или три заземленных или разземленных фильтра высших гармоник на стороне переменного тока. Суммарная мощность фильтров обычно составляет 20–30 % от номинальной активной мощности передачи. Следует отметить, что фильтрация определенных гармоник также осуществляется за счет применения специальных видов ШИМ [6].

Предвключенный резистор в цепи выключателя предназначен для ограничения бросков тока при включении преобразователя в процессе заряда конденсаторов.

Минимизация мощности фильтров в сочетании с использованием «сухих» реакторов и «сухих» конденсаторов позволили добиться существенного снижения занимаемой площади преобразовательной подстанции и всего оборудования. Например, габариты ПП ППТ пропускной способностью 350 МВт напряжением постоянного тока ± 150 кВ составляют $80 \times 25 \times 11$ м (рис. 5). Габариты ПП в компактном исполнении, расположенной на платформе в открытом море ППТ Valhall пропускной способностью 80 МВт напряжением постоянного тока 150 кВ – $16 \times 30 \times 12$ м. [7]. В соответствии с [8] площадь ПП на базе двухуровневого ПН на 23 % меньше площади ПП на базе ПТ аналогичной пропускной способности 500 МВт.

Удельная стоимость ПП с преобразователями напряжения выше стоимости ПП с применением ПТ на 20–50 %. Стоимость ПП в компактном исполнении для морских платформ будет выше.

Преобразователи напряжения имеют следующие достоинства по сравнению с преобразователями тока:

- независимое управление активной и реактивной мощностью;
- более высокое быстродействие;
- возможность работы со слабой и пассивной системой переменного тока;
- более компактные размеры;

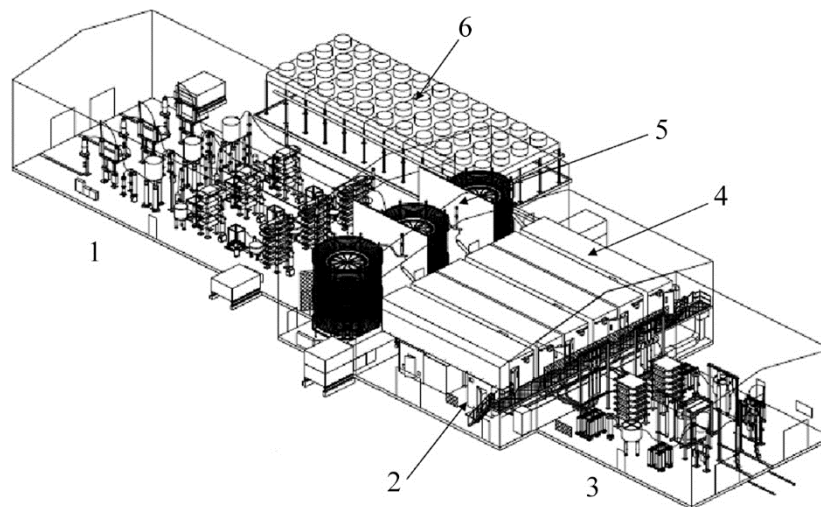


Рис. 5. Общий вид ПП 350 МВт с применением трехуровневых преобразователей напряжения:

1 – фильтры АС; 2 – управление; 3 – ДС фильтр; 4 – вентили; 5 – фазный реактор; 6 – охладители

- возможность питания автономной системы переменного тока (системы, не имеющей собственных источников генерирующих мощностей);
- как правило, не требуют разработки специальных трансформаторов;
- изменение потока активной мощности возможно без изменения полярности линии (кабеля) передачи постоянного тока;
- не требуют установки мощных источников реактивной мощности, как правило, достаточно фильтров высших гармоник с выдаваемой реактивной мощностью не более 20–30 % мощности преобразователя;
- могут выполнять роль активных фильтров высших гармоник и симметризовать напряжение в примыкающей сети при применении соответствующих алгоритмов управления;
- для ППТ и ВПТ на базе преобразователей напряжения нет ограничений по минимальной передаваемой активной мощности;
- есть возможность создания объекта из готовых и испытанных в условиях завода-изготовителя модулей, что позволяет сократить время проектных и строительных работ;
- преобразователь ППТ при отключении линии постоянного тока может работать как СТАТКОМ;
- ППТ на базе преобразователей напряжения может работать при отсутствии связи между подстанциями по информационным каналам.

Благодаря этим достоинствам ППТ и ВПТ на базе преобразователей напряжения применяются для повышения надежности энергоснабжения слабых и автономных энергосистем, нефтяных и газовых платформ в открытом море, обеспечения передачи электроэнергии от ветроэлектрических станций, расположенных в открытом море. Преобразователи напряжения используются в составе воздушных и кабельных ППТ различных классов напряжения до 350 кВ.

В табл. 3 приведены примеры кабельных и воздушных ППТ с преобразователями напряжения, выполненными по двух- и трехуровневым схемам.

К недостаткам преобразователей напряжения, выполненным по двух- и трехуровневым схемам относятся:

- высокие потери мощности (для двухуровневых схем – около 3 %, для трехуровневых около 2 %);
- максимально достигнутая мощность преобразователя на сегодняшний день – 500 МВт при напряжении постоянного тока ± 200 кВ;
- транзисторные вентили чувствительны к токовым перегрузкам

Таблица 3

Примеры ППТ с преобразователями тока

Название, год ввода, страна	Напряжение, кВ	Мощность, МВт	Длина ВЛ/КЛ, км	Основное назначение
Cross Sound Cable, 2002, США	± 150	330	40 (КЛ)	Обеспечение надежного энергоснабжения потребителей острова
Murray Link, 2002, Австралия	± 150	200	180(КЛ)	Объединение слабых несинхронных энергосистем, коммерческая передача
Estlink, 2006, Эстония–Финляндия	± 150	350	105(КЛ)	Коммерческая передача, увеличение надежности энергоснабжения
Caprivi Link, 2010, Намибия–Замбия	350	300	950 (ВЛ)	Передача электроэнергии, выработанной на тепло- и гидроэлектростанциях, на дальние расстояния в слабую энергосистему
Valhall, 2010, Норвегия	150	78	292 (КЛ)	Электрификация нефтяной платформы
EastWest, 2012, Уэльс–Ирландия	± 200	500	261 (КЛ)	Коммерческая передача, увеличение надежности энергоснабжения

4. Преобразовательные подстанции с использованием модульных многоуровневых преобразователей напряжения

Преодоления указанных ограничений удалось добиться при использовании модульных многоуровневых преобразователей напряжения (МППН), которые были представлены компанией Сименс в 2005 году. ППТ с применением таких преобразователей могут строиться как по симметричной униполярной схеме, так и по асимметричной униполярной, когда один полюс преобразователя имеет высокий потенциал, другой полюс заземлен.

На рис. 6 представлена схема подстанции ППТ с использованием модульных многоуровневых преобразователей напряжения на примере ПС Zhoushan мощностью 400 МВт, напряжением ± 200 кВ пятитерминальной ППТ Zhoushan [9].

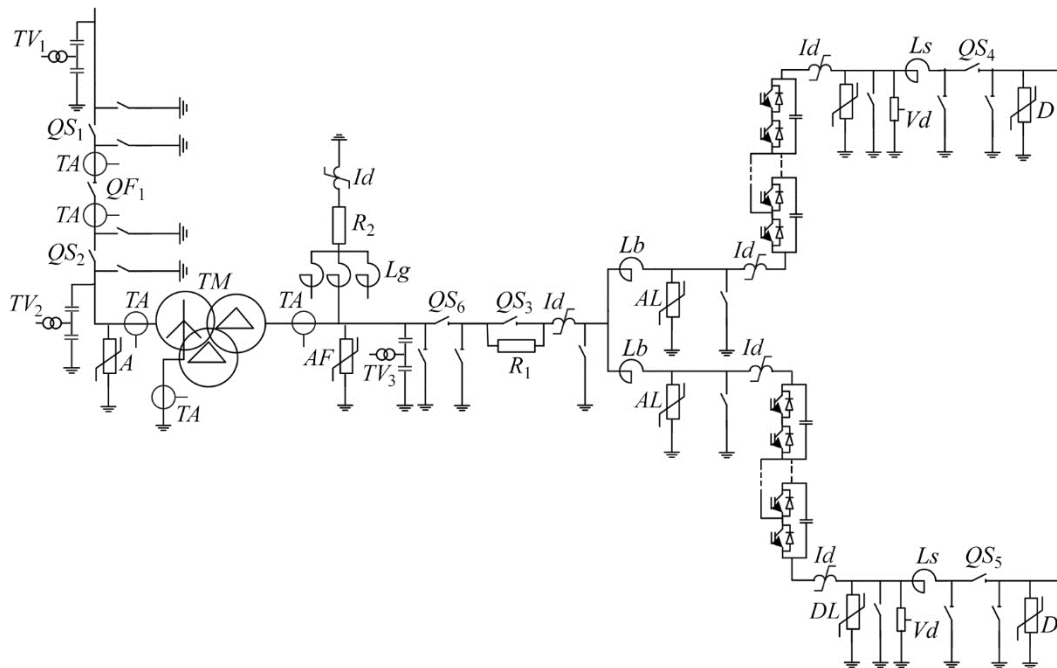


Рис. 6. Упрощенная однолинейная схема преобразовательной подстанции с применением ММПН:

TV – трансформатор напряжения; QS – разъединитель; TA – трансформатор тока;
 TM – преобразовательный трансформатор; R_1 – предвключенный резистор;
 R_2 – заземляющий резистор; Lg – заземляющий реактор; Id – датчик постоянного тока;
 Vd – датчик постоянного напряжения; Lb – реактор в плечах моста; Ls – сглаживающий реактор;
 A, AF, AL, DL, D – ограничители перенапряжений

Плеcho такого преобразователя состоит из последовательно соединенных полумостовых или полномостовых силовых модулей. Один модуль может создавать единичный отрицательный, положительный или нулевой уровни напряжения. Результирующая синусоида фазного напряжения составляется из напряжений, генерируемых в каждом модуле. В зависимости от мощности и напряжения преобразователя в одном плече могут быть установлены до 400 модулей. Сухие реакторы в плечах моста Lb устанавливаются с целью сглаживания фазных токов, ограничения бросков фазных токов и циркулирующих токов, возникающих из-за переходных процессов при балансировке напряжений конденсаторов модулей. Фазы заземляющего реактора Lg соединены в звезду и присоединены к земле через резистор R_2 . Заземляющий реактор устанавливается на одной ПП передачи с целью балансировки напряжений полюсов в случае применения симметричной униполярной схемы. ММПН имеют более сложную систему управления по сравнению с системой управления ПН, выполненными по двух- и трехуровневым схемам, так как ей необходимо выполнять в том числе и функции балансировки напряжения на большом количестве конденсаторов силовых модулей, минимизации циркулирующих токов, оптимизации количества переключений транзисторов.

Модульные многоуровневые преобразователи напряжения находят все более широкое применение в электроэнергетике благодаря таким преимуществам, как модульность конструкции, высокая надежность, низкие потери [10].

В ППТ на базе ММПН короткое замыкание на линии постоянного тока отключается выключателем со стороны переменного тока. При этом увеличивается время на восстановление передачи в нормальном режиме. Это один из факторов, который ограничивает использование ММПН в составе воздушных ППТ. Ведутся разработки различных способов защиты при коротких замыканиях, в частности, использование ММПН с полномостовыми ячейками, выключателей постоянного тока [10].

Применение ММПН позволило увеличить классы напряжений и мощность ППТ на преобразователях напряжений. В настоящее время успешно функционирует ряд ППТ напряжением ± 320 кВ, несколько ППТ напряжением ± 500 кВ находятся в стадии строительства, в стадии проектирования находится воздушная ППТ напряжением ± 800 кВ длиной 1300 км, мощностью 5 ГВт. Таким образом, ППТ с применением ММПН в перспективе могут занять традиционную область использования ППТ с тиристорными вентилями – передача энергии большой мощности на дальние расстояния.

Уровень потерь мощности в ММПН, достигнутый на сегодня, составляет порядка 0,95–1 %. Перегрузочная способность ППТ с ММПТ (на примере ППТ Ксиамен мощностью 1 ГВт, напряжением ± 320 [11] составляет 1,1–1,2 о.е. в течение 2 ч, 1,5–1,3 о.е. в течение 5 с. Стоимость одной ПП с применением ММПН составляет 102–115 евро/кВт [12].

Габариты преобразовательной подстанции биполярной ППТ пропускной способностью 1 ГВт напряжением ± 320 кВ составляют $126 \times 108 \times 17$ м, пропускной способностью 2×1 ГВт – $150 \times 220 \times 17$ м, пропускной способностью 5 ГВт напряжением ± 800 кВ (проект) – 341×323 м [12]. В соответствии с [8] площадь ПП на базе ММПН на 48 % меньше площади ПП на базе ПТ аналогичной пропускной способности 500 МВт, однако вентильный зал ММПН занимает приблизительно в 4 раза большую площадь.

Естественный низкий уровень гармонических искажений выходного напряжения ММПН благодаря высокой эквивалентной частоте модуляции позволяет обойтись без установки фильтров на стороне переменного тока, и значительно уменьшить площадь преобразовательной подстанции по сравнению с площадью ПП с применением преобразователей тока.

В табл. 4 приведены примеры ППТ, выполненных с применением ММПН.

Выводы

1. ПП с применением преобразователей тока отличаются более простой схемой, меньшей стоимостью вентильного оборудования, меньшими потерями (до 0,8%), но большей занимаемой площадью. Они широко используются в составе воздушных и кабельных ППТ пропускной способностью более 8 ГВт при высоких классах напряжения до 800 кВ – для воздушных линий и до 500 кВ – для кабельных линий с вязкой пропиткой.

2. Среди основных преимуществ ПП с применением ПН на основе двух и трех-уровневых схем по сравнению с ПП с преобразователями тока можно отметить возможность работы на автономную нагрузку и на энергосистему с низким значением ОКЗ (около 1), возможность поддержания уровня и качества напряжения

Таблица 4

Примеры ППТ ММПН

Название, год ввода, страна	Напря- жение, кВ	Мощ- ность, МВт	Длина ВЛ/КЛ, км	Основное назначение
NordBalt, 2015, Литва– Швеция	±300	700	450(КЛ)	Увеличение надежности энергоснабжения потребителей, коммерческое назначение
Zhoushan, 2014, Китай	±200	400	134 (КЛ)	Энергоснабжение островных территорий (пятитерминальная)
Helwin2, 2015, Германия	±320	690	130 (КЛ)	Сбор мощности от ВЭС
Maritime, Link, 2017, Канада	±200	500	360 (КЛ)	Сбор мощности от ВЭС
NordLink, 2020, Норвегия– Германия	±525	1400	516 (КЛ) +53 (ВЛ)	Увеличение надежности энергоснабжения потребителей, коммерческое назначение
North Sea Network, 2021, Норвегия– Великобри- тания	±525	1400	730 (КЛ)	Увеличение надежности энергоснабжения потребителей, коммерческое назначение

на шинах переменного тока, меньшую занимаемую площадь, отсутствие ограничений по минимальной передаваемой мощности. Однако ПН имеют сравнительно высокие потери мощности (2–3%), низкий уровень перегрузки. Максимально достигнутая пропускная способность ПН на основе двухуровневой схемы – 500 МВт при напряжении постоянного тока ± 200 кВ. ПН используются преимущественно в составе кабельных ППТ пропускной способностью до 350 МВт при напряжении постоянного тока ± 150 кВ. Последняя ППТ с применением ПН на основе двухуровневой схемы была введена в эксплуатацию компанией ABB в 2012 г. (ППТ East-West). Начиная с 2010–2013 гг. для ППТ и ВПТ на преобразователях напряжения применяются только преобразователи, имеющие модульную многоуровневую структуру – ММПН.

3. ПП с применением ММПН занимают наименьшую площадь по сравнению с ПП на базе преобразователей тока и на базе ПН, реализованных по двух- и трехуровневым схемам, но имеют более сложную систему управления. Потери мощности в ММПН составляют около 1%, что сопоставимо с уровнем потерь в преобразователях тока. Кратковременная перегрузочная способность составляет порядка 1,1–1,3 о.е. ММПН широко используются в составе преимущественно кабельных ППТ пропускной способностью до 1,4 ГВт при классах напряжения до 500 кВ. Ведутся работы по совершенствованию схем ММПН и управления ими с целью уменьшения потерь мощности, увеличения пропускной способности и классов

напряжении, возможности отключения токов КЗ на стороне постоянного тока без отключения преобразователей. В стадии проектирования находится воздушная ПЛТ напряжением ± 800 кВ длиной 1300 км, пропускной способностью 5 ГВт, что позволяет сделать вывод о том, что ПЛТ с применением ММПН в перспективе могут занять традиционную область использования ПЛТ с тиристорными вентилями – передача энергии большой мощности на дальние расстояния.

Список литературы

1. *Barker C. and the others*. HVDC for beginners and beyond. Alstom, 2011. 591 с.
2. *Рыжов Ю. П.* Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: Учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.
3. Economic Assessment of HVDC Links. CIGRE Working Group 14.20. June 2001.
4. *Mattsson I, Railing B. D., Williams B., Moreau G., Clarke C. D., Ericsson A., Miller J. J.* Murraylink, the longest underground HVDC cable in the world. B4-103. CIRGE Session, 2004.
5. VSC Transmission. CIGRE Working Group WG B4.37 № 269, 2005 г.
6. *Mohamed S. A. Dahidah, Georgios Konstantinou, Vassilios G. Agelidis*. A Review of Multilevel Selective Harmonic Elimination PWM: Formulations, Solving Algorithms, Implementation and Applications IEEE Transactions on Power Electronics. Year: 2015, Volume: 30, Issue: 8.
7. It's time to connect. Technical description of HVDC Light® technology. ABB, Ludvika, Sweden, 2008.
8. *Sellick R. L., Åkerberg M.* Comparison of HVDC Light (VSC) and HVDC Classic (LCC) Site Aspects, for a 500MW 400kV HVDC Transmission Scheme. ET ACDC 2012 conference in Birmingham, UK, December 4 - 5, 2012
9. *Guangfu Tang, Member, IEEE, Zhiyuan He, Member, IEEE, Hui Pang, Xiaoming Huang, and Xiao-Ping Zhang*. Basic Topology and Key Devices of the Five-Terminal DC Grid. CSEE Journal Of Power And Energy Systems, vol. 1, no. 2, June 2015.
10. *Сулова О. В.* Современное состояние технологии электропередач постоянным током и расширение областей их применения в мировой электроэнергетике (по материалам 45-й сессии СИГРЭ). Известия НТЦ Единой энергетической системы, № 2(71), 2014, с. 154-162.
11. *Xiaojun Guo, Mingfeng Deng, Kang Wang*. Characteristics and performance of Xiamen VSC-HVDC transmission demonstration project. 2016 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), 2016.
12. *Les Brand, Ranil de Silva, Errol Bebbington, Kalyan Chilukuri*. Grid West Project HVDC Technology Review. Отчет PSC, 2014.

Сулова Ольга Владимировна, канд. техн. наук, доцент, главный специалист Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: suslova@ntcees.ru

Шульга Роберт Николаевич, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник ФГУП ВЭИ.

E-mail: rnshulga@vei.ru

К 60-летию журнала «Известия НИИПТ – НТЦ ЕЭС»

В феврале 1957 г. вышел первый номер нашего журнала. Настоящий номер является 76-м. Одним из инициаторов организации журнала был д-р техн. наук, профессор, член-корр. АН УзССР Н. Н. Щедрин. Он возглавлял редколлегию журнала с первого до 10-го номера. С 11-го по 62-й номер главным редактором журнала был академик РАН Н. Н. Тиходеев, а начиная с 63-го – д-р техн. наук, профессор Л. А. Кошечев.

Общее число статей в журнале за все годы его издания составило 1180.

Общее число авторов публикаций в журнале – 760, в том числе сотрудников НИИПТ – НТЦ ЕЭС – более 500. Авторы наибольшего числа публикаций в журнале: В. А. Андреюк (49), Л. А. Кошечев (44), В. А. Шлайфштейн (42), Н. Н. Тиходеев (38), Е. А. Соломоник (34), Ю. С. Крайчик (32), Д. Е. Кадомский (31), Ю. А. Асанбаев (27), Л. Л. Балыбердин (23), П. Я. Кац (22), А. С. Герасимов (21), А. Х. Есипович (21), Л. Л. Владимирский (20), А. В. Поссе (19).

Большинство номеров журнала охватывало тематику по всем основным направлениям деятельности института. Были и тематические выпуски, посвященные отдельным актуальным вопросам.

В данной статье предпринята попытка выделить наиболее значимые темы, которые поднимались журналом за весь период его издания с разделением их на три основных направления – постоянный ток и преобразовательная техника, высоковольтная техника, электроэнергетические системы.

Далее по каждому из основных направлений представлены перечни наиболее значимых тем, нашедших отражение в публикациях на страницах журнала с указанием номеров журнала, в которых по этим темам и были публикации.

Кроме того, в журнале публиковались статьи, посвященные истории института и отдельных его подразделений, становлению и развитию научных школ, отдельные статьи о достижениях зарубежных энергетиков и другие материалы.

Представленные перечни позволяют оценить актуальность и активную позицию журнала на всем протяжении его существования. И в настоящее время журнал сохраняет привлекательность для публикации результатов исследований известных ученых и инженеров-практиков, а также молодых специалистов НТЦ ЕЭС и других организаций. С 2015 года журнал включен в перечень российских рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук.

Примечание.

1. Труды НИИПТ (выпуск 21/22) содержат подготовленный отделом высоковольтной техники проект «Руководящих указаний по защите от внутренних и грозовых перенапряжений сетей 3–750 кВ», авторы Тиходеев Н. Н., Корсунцев А. В., Новикова А. Н., Шур С. С., Казачкова Е. И., Шперлинг Б.-Р. Т., Рожавская С. Н., Кузнецова Л. Е., Вечхайзер Г. В., Левит А. Г., Бронфман А. И.

2. К научному сборнику № 64 выпущено Приложение «Анализ энергетических процессов в механических и электрических системах», автор Ю. А. Асанбаев.

**Наиболее значимые темы,
нашедшие отражение в публикациях на страницах журнала
«Известия НТЦ Единой энергетической системы»
(«Известия НИИ постоянного тока»)**

Наименование тем	Номера журнала
ПОСТОЯННЫЙ ТОК И ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА	
1. Перспективы применения передач электрической энергии постоянным током	1, 6, 8, 16, 44, 55, 64, 67, 69, 72
2. Исследование, разработка и испытания оборудования для преобразователей и преобразовательных подстанций	
Ртутные вентили	1–9, 11–18
Тиристорные однооперационные вентили	14, 15, 17, 18, 20, 23, 27, 29, 30, 32, 42, 44, 49, 53, 62, 66
Вентили на запираемых полупроводниковых элементах	44, 53, 61,
Испытательно-измерительная аппаратура и управление вентильными	1–5, 11, 14, 16, 18–20, 23, 29, 35, 42, 49, 52
Фильтры высших гармоник тока, напряжения. Фильтрокомпенсирующие устройства	9, 12, 18, 23, 35, 38, 44, 47, 56, 58, 60–63, 65
Ограничители перенапряжений, изоляторы и изоляция оборудования	1, 3, 4, 6, 7, 22, 27, 37, 44, 48, 55, 58, 63
Трансформаторно-реакторное оборудование, исследования условий работы оборудования	2, 3, 5, 9, 29, 35, 49, 64
Вопросы надежности оборудования	11, 12, 15–17, 19, 27, 28, 31, 32, 42, 49, 54, 56, 59
3. Исследование схем и режимов ППТ (МППТ) и ВПТ на преобразователях тока	
Теоретические основы процессов в трехфазном мостовом преобразователе	1, 3, 4, 6, 8, 12, 14, 15, 16, 19
Цифровые методы моделирования схем, содержащих преобразователи	16, 17, 19, 20, 23, 26, 27, 44, 49, 54
Аналитические методы расчета схем, содержащих преобразователи, результаты расчетов	18, 19, 58
Колебательные процессы в преобразователях, влияние собственных емкостей оборудования на развитие перенапряжений	3, 5, 20, 27, 32, 35, 49, 53
Переходные процессы и перенапряжения в линиях постоянного тока, демпфирование колебаний в линиях и их защита от перенапряжений	3, 5, 8, 19, 27, 28, 35
Испытательные установки, испытательные и нетрадиционные схемы и режимы работы мостовых преобразователей	6, 8, 14, 17, 27, 29, 32, 35, 44, 56

Наименование тем	Номера журнала
Алгоритмы системы регулирования ППТ (ВПТ), устойчивость режимов преобразователей в энергосистеме (электромагнитные процессы)	1–4, 6, 7, 9, 14–18, 20, 23, 26, 28, 29, 35, 38, 55, 58, 59, 60
Режимное и противоаварийное управление ППТ (МППТ, ВПТ) в энергосистеме (электромеханические процессы)	18, 34, 44, 45, 47, 54, 55, 61, 62, 72
Разработка алгоритмов систем защит и автоматики ППТ (МППТ, ВПТ)	2, 8, 9, 14, 32, 35, 38, 49, 55, 66
Применение системы АСУ ТП на преобразовательных подстанциях и испытательных стендах	2, 23, 32, 49, 52, 55, 57
Исследование преобразователей с улучшенной электромагнитной совместимостью (повышенной фазностью)	47, 56, 57
Частотные характеристики сетей, расчет гармоник тока и напряжения в сетях присоединения преобразователей	23, 35, 38, 44, 47, 67
Вопросы работы преобразователей тока на автономную нагрузку	8, 11, 15, 44, 47
Общие зависимости между входом и выходом многофазных преобразователей (энергетические характеристики)	9, 44, 57, 58
Параметры и конструкции воздушных и кабельных линий ППТ	1, 2, 3, 6, 9, 16, 23, 59, 62, 67
Алгоритмы устройства для определения места повреждения на линии	4, 52, 67
Исследование и расчет гармоник тока и напряжения преобразователей	1, 5, 7, 14, 15, 16, 30, 35, 47
Исследование короны, электрических полей и радиопомех	5, 6, 8, 9, 15, 35, 39, 58, 59
4. Исследование схем и режимов FACTS и других преобразовательных устройств	
Исследования устройств компенсации реактивной мощности на традиционных вентиллях	44, 49, 66
Моделирование и исследование преобразователей на базе запираемых вентилей и устройств на их основе (СТАТКОМ, ВПТН, фазоповоротные устройства)	49, 53, 58, 59, 60, 61, 64, 71
Моделирование и исследование условий работы преобразователей для нетрадиционных источников энергии: МГД-генераторов, ветровых и солнечных электростанций в составе энергосистемы	14, 44, 56, 61, 71, 72, 74
Разработка установок для плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах ВЛ	15, 62, 63, 64
Исследования непосредственных преобразователей частоты (НПЧ), пусковых и зарядных устройств	42, 53
5. Опыт эксплуатации ППТ, ВПТ и других преобразовательных устройств	2, 8, 9, 13, 20, 23, 38, 52, 60, 62, 64, 65, 69, 71, 73

Наименование тем	Номера журнала
ВЫСОКОВОЛЬТНАЯ ТЕХНИКА	
1. Перенапряжения	
Атмосферные перенапряжения и грозозащита электроустановок	4, 10, 14–16, 18, 21/22, 23, 27, 29, 33, 40, 46, 48, 50, 57, 59, 61–67, 71, 72
Коммутационные (внутренние) перенапряжения в сетях переменного тока	1, 6–8, 10–17, 19, 20, 21/22, 28, 33, 35, 40
Коммутационные и атмосферные перенапряжения в сетях постоянного тока	5, 8, 27
Защитные разрядники и ограничители перенапряжений	7, 8, 11–13, 16, 18, 19, 21/22, 27, 33, 37, 40, 46, 56, 58–64, 72
2. Явления на электроустановках	
Коронный разряд на ВЛ и ПС переменного тока	6–8, 12, 15, 17, 18, 20, 27, 28, 48, 59, 60
Коронный разряд на ВЛ и преобразовательных ПС постоянного тока, ионные токи на землю	4–6, 8, 12, 15, 28, 57, 58, 59
Радиопомехи и шумы от электроустановок высокого напряжения	9, 12, 17, 20, 35, 40, 58
Волновые процессы в воздушных линиях электропередачи	10, 11, 14, 22
Электрическое и магнитное поля вблизи электроустановок высокого переменного и постоянного напряжения, в том числе их влияние на здоровье людей	5, 18, 20, 23, 30, 36, 40, 46, 50, 60
3. Элементы воздушных линий электропередачи и ПС	
Провода	3, 5, 50, 60, 62
Опоры ВЛ	17, 28, 29, 40, 48, 50, 58, 59, 62
Экранная арматура, ошиновка	7, 14, 15, 16, 20, 28.
Газовые и элегазовые изоляционные устройства высокого напряжения	15, 18, 20, 28, 29, 30, 41, 51, 55, 61
4. Изоляторы	
Подвесные тарельчатые фарфоровые изоляторы	1, 3, 5, 6, 9, 10, 13–15, 18, 20, 23, 28, 30, 37, 48, 60, 61
Подвесные тарельчатые стеклянные изоляторы	3, 6, 7, 9, 10, 11, 14, 16–20, 23, 27, 37, 48, 60, 61, 72
Подвесные стержневые фарфоровые изоляторы	3, 9, 12, 14, 58, 60, 61, 63, 65, 72

Наименование тем	Номера журнала
Подвесные стержневые полимерные изоляторы	37, 48, 50, 60–65, 72
Опорно-стержневые фарфоровые изоляторы	3, 9, 14, 17, 18, 20, 27, 28, 37, 41, 48, 50, 51, 57, 60, 62, 64
Фарфоровые штыревые опорные изоляторы	1, 3, 9, 14, 17, 18
5. Внутренняя изоляция электрооборудования ПС	
Ресурсные испытания внутренней изоляции электрооборудования	15, 29, 41, 51, 56–59, 61, 62, 65, 72
Общие вопросы работы высоковольтной бумажно-масляной и масляной изоляции	2, 3, 6, 7, 9, 12, 14, 15, 17, 18, 20, 23, 41, 51.
Изоляция силовых кабелей высокого напряжения	4, 5, 7, 8, 9, 14, 15, 41, 51, 56, 57, 59, 60, 61, 62, 65, 72
Изоляция высоковольтных силовых конденсаторов	2, 3, 6, 7, 10, 27, 29, 38, 41, 51, 57
Изоляция силовых трансформаторов высокого напряжения	10–12, 17, 18, 19, 33, 41, 51, 56
Изоляция измерительных трансформаторов высокого напряжения	57, 61, 62
Изоляция токопроводов	17, 30, 41, 62
Изоляция силовых электрических машин	41, 51
Изоляция (внутренняя) трансформаторных вводов	9, 18, 28, 57, 58, 59, 74
6. Разрядные напряжения внешней изоляции электроустановок	
Разрядные напряжения воздушных промежутков при переменном напряжении	3, 6, 9, 15, 16, 27, 28
Разрядные напряжения воздушных промежутков при постоянном напряжении	1, 7
Разрядные напряжения воздушных промежутков при коммутационных импульсах	9, 11, 19, 20
Разрядные напряжения чистых гирлянд изоляторов при переменном напряжении	6, 7, 8, 28
Разрядные напряжения чистых гирлянд изоляторов при постоянном напряжении	1, 3, 17
Разрядные напряжения чистых гирлянд изоляторов при коммутационных импульсах	9, 11, 12, 20
Разрядные напряжения гирлянд изоляторов при дожде	3, 7, 9, 12
Разрядные напряжения гирлянд изоляторов при грозовом импульсе	10, 20, 61
Разрядные напряжения чистых опорных изоляторов	20, 27, 28, 41, 57

Наименование тем	Номера журнала
7. Изоляция электроустановок в районах с загрязненной атмосферой	
Выбор внешней изоляции электроустановок переменного напряжения по нормальному эксплуатационному режиму	15, 17, 30, 37, 48, 50, 60, 61, 64, 65, 72
Разрядные напряжения искусственно загрязненных изоляторов на переменном напряжении	9, 11, 12, 14, 18, 23, 37, 48, 50, 60, 62
Разрядные напряжения искусственно загрязненных изоляторов на коммутационных импульсах	17, 27
Разрядные напряжения изоляторов при естественном загрязнении	14, 17, 28, 37, 48, 61, 63, 64
Эксплуатация изоляции электроустановок в загрязненных районах	15, 37, 61, 64, 72
Гидрофобные покрытия	16–18, 37, 61, 64, 65, 72
8. Внешняя изоляция ППТ	
Исследования, направленные на выбор внешней изоляции электропередач постоянного напряжения	1, 9, 12, 13, 14, 28, 37, 48, 58, 63
Выбор внешней изоляции электропередач постоянного напряжения по нормальному эксплуатационному режиму	1, 9, 12–14, 27, 28, 37, 48, 58, 61, 63
Разрядные напряжения искусственно загрязненных изоляторов на постоянном напряжении	1, 9
9. Выбор внешней изоляции электроустановок переменного тока	
Нормативы по выбору изоляции электроустановок	33, 37, 48, 63, 64, 65, 72
Координация и комплексный выбор внешней изоляции электроустановок переменного напряжения	2, 15, 17, 23, 30, 33, 37, 40, 44, 46, 50, 60, 63–65, 72
Статистический выбор внешней изоляции электроустановок переменного напряжения	16, 30, 37, 40, 48, 50, 61
Выбор воздушных промежутков на электроустановках переменного напряжения	4, 7, 15, 16, 23, 33, 40
10. Некоторые характеристики изоляторов электроустановок	
Механическая прочность изоляторов	12, 13, 16, 18, 23, 48, 30
Старение стеклянных изоляторов	7, 16, 17
Электрокоррозия фарфоровых изоляторов	58
Дугостойкость стеклянных изоляторов	19
Изоляторы с полупроводящей глазурью	5, 9
Разное	7, 9, 12, 13, 16, 17, 18, 19, 23, 28, 30, 48, 58
11. Опыт эксплуатации электроустановок и электрооборудования	
	9, 15–18, 28, 30, 33, 37, 46, 48, 50, 56–59, 61–65, 67, 72

Наименование тем	Номера журнала
12. Разное	
Исследования характеристик ОПН для загрязненных районов	37, 46, 61
Установки для испытания изоляции высоким переменным и постоянным напряжением, а также грозовыми и коммутационными импульсами	2, 4, 8, 11–16, 20, 29, 48, 51, 58
Измерения высокого напряжения	11, 14, 18, 29
Влияние давления воздуха на разрядные напряжения загрязненной изоляции	14
РАЗВИТИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ	
1. Развитие теории, методов и средств исследования режимов энергосистемы	
Развитие теории устойчивости и методов расчета установившихся и переходных режимов энергосистем	4, 6, 7, 10, 12, 15, 16, 18, 20, 24-25, 26, 28, 30, 34, 49, 54, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 72
Моделирование элементов энергосистемы, создание и развитие электродинамической модели	1, 3, 6, 7, 9, 13, 16, 18, 23, 34, 36, 54, 64, 73
Создание и совершенствование математических моделей энергосистемы	58, 63, 64, 65, 66, 67, 69, 71
Применение вероятностных методов исследования для анализа режимов и устойчивости энергосистем	12, 14, 16, 24-25, 26, 31, 36, 43
Разработка программного комплекса расчета надежности энергосистемы	31, 43
Разработка цифровой модели ППТ и ВПТ в составе энергосистемы для исследований режимов, устойчивости, систем регулирования, управления и автоматики	17, 18, 20, 27, 54, 58, 59, 60
Исследование энергетических соотношений при несинусоидальных процессах в электрических цепях	66, 67
Совершенствование программы расчета токов КЗ	63, 64
Алгоритмы оценивания состояния энергосистем	66, 69
Программа экспресс-оценки устойчивости энергосистем	58, 59
Моделирование асинхронизированных машин и машин продольно-поперечного возбуждения	72, 73
База данных для перспективных схем развития ЕЭС	59, 64, 70
Совершенствование систем измерения	64
2. Исследование устойчивости и надежности энергосистем в процессе их развития	
Исследования надежности энергосистем, в том числе со слабыми межсистемными связями	24-25, 30, 31, 36, 43, 54, 56, 71
Исследования надежности энергосистем при сопоставлении проектных решений развития энергосистем	31, 43, 69, 71

Наименование тем	Номера журнала
Анализ развития электрической сети ЕЭС с учетом требований надежности и живучести	23, 31, 67, 71, 73
Проблемы живучести энергосистем	31, 43, 74
Оптимизация параметров режима энергосистемы применением дополнительных технических средств и управления	63, 65, 71, 73, 74
Исследование режимов и устойчивости энергосистемы, содержащей ППТ (ВПТ), в том числе в связи с проектированием ППТ Экибастуз–Центр и Выборгской ВПТ	4, 16, 17, 18, 20, 23, 26, 27, 29, 32, 34, 44, 45, 47, 54, 59, 60, 61, 62, 67, 71, 72
Исследование режимов энергосистемы, включающей многоподстанционные ППТ и ППТ (ВПТ) на преобразователях напряжения	52, 55, 58, 60, 71
Исследование системных вопросов применения ВЛ с повышенной натуральной мощностью	40, 50
Исследование статической и динамической устойчивости дальних электропередач с подпорными синхронными компенсаторами	2, 3, 4
Исследование режимов и устойчивости энергообъединения ЕЭС и энергосистем Западной Европы	58
Режимы и переходные процессы изолированных энергосистем	71, 73
Исследование эффективности управления энергосистемой с использованием абсолютного и относительных углов	56, 64, 65
Исследование поведения синхронных генераторов в процессе короткого замыкания	9, 13, 17, 18
Моделирование и исследование режимов ветровых электростанций	61, 71, 72, 74
Выявление источников низкочастотных колебаний в ЕЭС	67, 70
3. Разработка и исследование эффективности технических средств и мероприятий по повышению уровня устойчивости, надежности и наблюдаемости энергосистем	
Создание централизованной системы противоаварийной автоматики и результаты разработки математического обеспечения этой системы	34, 36, 45, 54
Создание и внедрение ЦСПА на базе алгоритма нового поколения	68, 73, 74
Алгоритмы альтернативной системы ЦСПА	45, 68
Координированная система противоаварийной автоматики на уровне ЕЭС	54
Исследования, разработка предложений по совершенствованию и испытания АРВ сильного действия в условиях сложной энергосистемы	1, 3, 6, 10, 11, 16, 18, 24/25, 26, 34, 36, 54, 63

Наименование тем	Номера журнала
Разработка и совершенствование методики, проведение испытаний и разработка рекомендаций по выбору настроек АРВ различных фирм	59, 62, 63, 65, 74
Преобразование системы возбуждения генератора Киришской ГРЭС для обеспечения устойчивости передачи в Финляндию по временной схеме	34
Вопросы регулирования частоты и мощности в энергосистемах	11, 14, 16, 17, 23, 24-25, 26, 34, 74
Разработка комплексных решений по противоаварийной автоматике проектируемых энергосистем и энергообъединений	8, 43, 63, 64
Разработка и исследование эффективности технических средств противоаварийного управления (автоматическое отключение генераторов и нагрузки, электрическое торможение, импульсная разгрузка, ограничение и форсировка мощности турбин и др.)	6, 8, 11, 24-25, 26, 29, 34, 54, 66, 68, 72
Разработка и исследование устройств ликвидации асинхронных режимов	58, 64
Электромеханические и электромагнитные преобразователи частоты и устройства компенсации реактивной мощности	31, 34, 36, 45, 49, 54, 62
Моделирование и исследование эффективности устройств FACTS	60, 61, 66, 69, 71
Применение накопителей энергии в ЭЭС	73
Ограничение токов КЗ энергосистем	67
Вопросы релейной защиты	66, 70
Испытания систем управления активной и реактивной мощности электростанции	64, 70, 71
АСУ в системах электроэнергетики	52, 56, 57, 59, 61, 63, 64
Мониторинг режимных параметров ЕЭС России с помощью системы мониторинга переходных режимов (СМПР)	70, 74
Разработка и внедрение систем мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ)	70
Разработка и внедрение системы мониторинга системных регуляторов (СМСП)	70
Оперативный мониторинг топливообеспечения электростанций	70

К 85-летию со дня рождения Льва Ананьевича Кощева



17 апреля 2017 г. исполнилось 85 лет заместителю генерального директора – научному руководителю Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»), главному редактору научного журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» доктору технических наук, профессору Льву Ананьевичу Кошеву.

В 1955 г. он окончил Ленинградский электротехнический институт им. В. И. Ульянова (Ленина) и поступил на работу в Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ, ныне – АО «НТЦ ЕЭС»).

Первые самостоятельные работы молодого ученого, выполненные под руководством профессора Николая Николаевича Щедрина и в тесном сотрудничестве с лауреатом Ленинской премии Григорием Рафаиловичем Герценбергом, были посвящены проблемам дальней электропередачи и сильного регулирования возбуждения синхронных машин. Результаты исследований стали основой разработок и изобретений, внедренных на различных электростанциях. Совместно с коллегами разработана и реализована на Братской ГЭС специальная система управления возбуждением генераторов для предотвращения нарушений устойчивости в режимах пониженного возбуждения. Разработаны и внедрены на нескольких электростанциях Сибири и Средней Азии программное управление уставкой и нелинейная коррекция закона регулирования автоматического регулятора возбуждения сильного действия при аварийных возмущениях в энергосистемах. Разработана модернизированная система возбуждения для синхронных генераторов Киришской ГРЭС с целью обеспечения передачи электроэнергии в Финляндию на период до ввода вставки постоянного тока.

В 1960–1980-е годы при непосредственном участии и под руководством Льва Ананьевича был выполнен ряд важнейших исследований, направленных на создание и развитие энергообъединений Северо-Запада, Сибири, Урала, Средней Азии, ЕЭС СССР и объединения энергосистем стран – членов СЭВ. В ходе экспериментов на электродинамической модели и теоретических разработок были выявлены особенности, свойственные крупным энергообъединениям, введены новые понятия, в частности, – «опасное сечение» в энергосистемах.

Полученные результаты широко использовались как проектными, так и эксплуатационными организациями. В эти годы Лев Ананьевич много времени проводит на электростанциях и в диспетчерских центрах, участвует в натурных испытаниях, привлекается к расследованию аварий в энергосистемах.

За комплекс исследований устойчивости и разработку требований к противоаварийной автоматике межсистемных связей на этапах создания ЕЭС СССР и ОЭС «Мир» Л. А. Кошев в 1979 г. награжден орденом Трудового Красного Знамени.

В 1980–1990-е годы значительное место в работах Льва Ананьевича занимают проблемы передачи электроэнергии постоянным током. Он участвует в разработке системного раздела технического проекта электропередачи постоянного тока Экибастуз–Центр, в разработке технического предложения и проекта самой мощной в мире на тот момент электропередачи Россия–Финляндия со вставкой постоянного тока. Под его руководством выполнена одна из первых работ по моделированию и исследованию многоподстанционной ППТ на примере передачи Сибирь–Казахстан–Урал–Центр. Дальнейшее развитие это направление получило

при выполнении исследований и предпроектных разработок ППТ, в том числе многоподстанционных, для межгосударственных связей Россия–Белоруссия–Польша–Германия с заходом в Прибалтику, Братск–Пекин, Сахалин–Япония, электропередач от удаленных ГЭС Сибири, при разработке концепции использования передач и вставок постоянного тока в ЕЭС России и для связи ее с энергосистемами других стран.

На протяжении практически всех лет работы Лев Ананьевич занимался вопросами противоаварийного управления. Обоснованию принципов централизованной противоаварийной автоматики, а также некоторым аспектам привлечения передач постоянного тока для повышения управляемости ЕЭС посвящена докторская диссертация «Методические основы создания централизованной системы противоаварийного управления ЕЭС СССР и исследование ее эффективности».

Одним из весомых результатов многолетней творческой деятельности Л. А. Кошечева и руководимого им коллектива стало создание теоретических основ и практическая разработка централизованных адаптивных систем противоаварийного управления. Первая в стране и в мире такая система внедрена в ОЭС Урала. За эту работу Льву Ананьевичу и группе разработчиков была присуждена Государственная премия СССР в области науки и техники.

Под его руководством выполнены исследования режимов энергосистемы Китая для этапов ввода в эксплуатацию ГЭС «Три ущелья», разработаны рекомендации по повышению надежности и живучести.

Лев Ананьевич является одним из авторов Концепции развития противоаварийной автоматики в ЕЭС России.

Более 30 лет Л. А. Кошечев вел преподавательскую деятельность в должности профессора на кафедре «Электрические системы и сети» ЛПИ им. М.И. Калинина (ныне – СПбПУ Петра Великого). Он пользовался заслуженным авторитетом среди коллег и студентов, большое внимание уделял методической работе.

В течение многих лет Лев Ананьевич возглавляет научную школу по тематике системных исследований в НИИПТ – НТЦ ЕЭС. Под его научным руководством защищен целый ряд кандидатских диссертаций, среди его аспирантов и соискателей такие ныне известные ученые, как Б. М. Шмелькин, В. Л. Невельский, А. В. Черкасский, Д. Л. Балыбердин, М. А. Эдлин и др.

В последние годы Лев Ананьевич занимается вопросами развития и управления ЕЭС России и входящих в ее состав энергосистем, внедрением в ОЭС централизованных систем противоаварийной автоматики третьего поколения. Продолжает вести активную научную и общественную деятельность: он является членом редакционной коллегии журнала «Электрические станции», членом диссертационного совета СПбПУ Петра Великого, членом Санкт-Петербургской инженерной академии и Международной энергетической академии.

Л. А. Кошечев – автор 176 научных публикаций и 52 изобретений.

За достигнутые успехи ему присвоены многочисленные почетные звания: Заслуженный деятель науки Российской Федерации, Заслуженный работник ЕЭС России, Почетный энергетик, Почетный член СИГРЭ.

Сердечно поздравляем Льва Ананьевича Кошечева с 85-летием, желаем крепкого здоровья, счастья, новых успехов в его плодотворной научной и практической деятельности.

Генеральный директор АО «НТЦ ЕЭС» О.В. Фролов

** Редакционная коллегия журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» поздравляет Льва Ананьевича Кошечева с юбилеем и желает неиссякаемой энергии, новых идей, талантливых учеников и последователей. Пусть жизнерадостность, творческая активность и бодрость духа остаются Вашими верными спутниками!*

К поздравлениям присоединяется Попечительский совет Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.



Научно-технический центр Единой энергетической системы является многопрофильным электроэнергетическим научным и инженеринговым центром Системного оператора, головной научной организацией отрасли в области развития системообразующей сети Единой энергетической системы России и межгосударственных электрических связей.

АО «НТЦ ЕЭС» активно сотрудничает с крупнейшими отечественными компаниями (АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «РусГидро», ТГК, ОГК) и с зарубежными фирмами Австрии, Германии, Италии, Китая, США, Швейцарии, Швеции, Японии и других стран.

Основные направления научно-технической деятельности

1. Проектирование и развитие электроэнергетических систем.
2. Устойчивость, надежность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем.
3. Режимное и противоаварийное управление.
4. Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.
5. Автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами.
6. Комплексное проектирование подстанций и линий электропередачи.

Экспериментальная база

- Цифро-аналого-физический комплекс на базе электродинамической (физической) модели энергосистемы для исследования функционирования объектов электроэнергетики и энергосистем любого уровня; натурных испытаний на функционирование устройств управления, защиты и автоматики, систем АСУ ТП в реальном времени.
- Цифровая модель реального времени (RTDS).
- Испытательный стенд устройств релейной защиты и систем автоматизации.

Выполняемые работы

- Разработка перспективных схем и программ развития электроэнергетики.
- Проведение исследований перспективных схем развития электроэнергетических систем на базе единой математической модели ЕЭС России.
- Разработка рекомендаций по совершенствованию проектных решений развития энергосистем и энергообъектов.
- Разработка схем выдачи мощности электростанций.
- Разработка схем внешнего энергоснабжения энергорайонов и отдельных потребителей.
- Создание, верификация и актуализация цифровых моделей для исследования переходных режимов и устойчивости электроэнергетических систем.

- Разработка рекомендаций и технических решений по обеспечению устойчивости, надежности и живучести ЭЭС и отдельных энергообъектов.
- Разработка и внедрение систем автоматического управления и мониторинга режимных параметров на уровнях ЕЭС, ОЭС, ЭС.
- Разработка алгоритмов и программно-технических комплексов локальных и централизованных устройств режимного и противоаварийного управления.
- Разработка проектов модернизации систем противоаварийной автоматики.
- Разработка проектной и рабочей документации по РЗА, ПА и АИИС КУЭ.
- Решение задач ПА «под ключ»: от ТЭО до внедрения на объекте.
- Расчеты токов короткого замыкания и разработка рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Аттестация цифровых автоматических регуляторов возбуждения, цифровых устройств АЛАР, устройств АЧР и разработка рекомендаций по их применению в ЕЭС России.
- Проверка на функционирование (экспертиза) и настройка устройств регулирования, управления, защиты и автоматики на электродинамической модели и цифровой модели реального времени (RTDS), в том числе «под ключ».
- Настройка «под ключ» АРВ генераторов электростанций.
- Испытания систем группового регулирования активной и реактивной мощности, проверка технологических алгоритмов ГРАМ на соответствие требованиям нормативных документов и технического задания, разработка рекомендаций по повышению эффективности и системной надежности.
- Создание и внедрение программных средств и систем автоматизации для эффективной работы предприятий энергетической отрасли: Bars, LincorWin, ВРДО, RastrWin, МДП, Анализ вероятных аварийных событий в электрической системе по принципу «N – 1», Коммутационные схемы, Комплекс СМЗУ, ЦСПА, Прогноз потребления и др.
- Создание и внедрение ПВК по расчету токов короткого замыкания и автоматизированному расчету уставок релейной защиты и автоматики.
- АСУ ТП для подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- АСУ ТП на базе информации от МПРЗА для подстанций классов напряжения до 330 кВ, СН электрических станций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Система анализа и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников регистрации для АСДУ энергосистем и энергообъединений, подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Цифровая автоматика ликвидации асинхронных режимов – АЛАР-Ц.
- Разработка основных технических решений по внедрению объектов распределенной генерации.
- Оценка эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение электросетевых и генерирующих

объектов на стадии выполнения работ по проектированию и на стадии реализации инвестиционного проекта.

- Разработка и внедрение программно-вычислительных комплексов для решения задач по автоматизации процессов, обладающих большой алгоритмической, композиционной и структурной сложностью, а также распределенных и «облачных» информационных систем.

Участие в системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС»

АО «НТЦ ЕЭС» допущено к проведению добровольной сертификации в СДС «СО ЕЭС» в области подтверждения соответствия:

- автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов»;
- устройств АЛАР требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования»;
- микропроцессорных устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования».

Аспирантура

Одной из важнейших сфер деятельности АО «НТЦ ЕЭС», как организации, располагающей авторитетной научной школой и современной, а во многом уникальной экспериментально-исследовательской базой, является подготовка кадров высшей квалификации через аспирантуру.

Обучение в аспирантуре ведется по образовательной программе 13.06.01 – Электро- и теплотехника.

Профили подготовки:

- 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы;
- 05.14.12 – Техника высоких напряжений.

Лицензия Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки на право ведения образовательной деятельности в сфере послевузовского профессионального образования – № 2507 от 26 декабря 2016 г.



АО «НТЦ ЕЭС» является Ведущим научно-техническим партнером РНК СИГРЭ. На базе НТЦ ЕЭС работает подкомитет В4 «Электропередачи постоянным током высокого напряжения и силовая электроника».



НТЦ ЕЭС
официальный информационный
партнер РМЭФ 2017

В Санкт-Петербурге состоялся V Российский международный энергетический форум

Более 2 тысяч специалистов приняли участие в работе V Российского международного энергетического форума, который прошел с 25 по 28 апреля 2017 г. в конгрессно-выставочном центре «Экспофорум». Новинки отраслевого рынка представила выставка «Энергетика и Электротехника».

В рамках Форума состоялась серия конгрессных мероприятий в различных форматах: пленарные сессии, научно-практические конференции, круглые столы, технические экскурсии на предприятия.

Центральным событием стало *пленарное заседание «Энергетическая безопасность России – аксиома развития экономики»*. Эксперты отметили, что сегодня для обеспечения энергетической безопасности необходимо выполнять две задачи: доводить топливо до потребителей (постоянное бесперебойное обеспечение электроэнергией) и модернизировать все ресурсы. А для надежного существования этой системы нужно внедрять инновационные технологии. *«Мы ищем точку баланса между производителями и потребителями, чтобы двигаться в двух направлениях: решение проблем со старой и неэффективной генерацией и усовершенствование существующего оборудования»*, – поделился **Андрей Максимов**, заместитель директора Департамента развития электроэнергетики Минэнерго России. По словам **Дениса Федорова**, генерального директора ООО «Газпром энергохолдинг», важно сохранить инвестиционную привлекательность, решить проблему с долгами в теплоэнергетике – доводить деньги, которые выплатил потребитель, до ресурсообеспечивающих предприятий, а для развития отрасли нужно стимулировать научно-техническую мысль: *«Мы должны поставить задачу, чтобы к 2025 году получить кардинально новые разработки»*.

О том, как развивать генерирующие мощности сегодня и какие существуют механизмы привлечения инвестиций в их модернизацию, шла речь на *конференции «Современное состояние, перспективы и направления развития генерирующих мощностей в России»*. Участники отметили, что в настоящий момент производители электроэнергии завершают инвестиционные проекты, многие из которых были реализованы в рамках договоров о предоставлении мощности (ДПМ). *«В существующей модели конкурентного отбора мощности (КОМ) частично учтены только эксплуатационные затраты. До 2020 года у генерирующих компаний нет стимулов для модернизации существующего и строительства нового оборудования не в рамках механизма ДПМ»*, – сказал **Михаил Булыгин**, начальник Управления прогнозирования и методологии работы на ОРЭМ ООО «Газпром энергохолдинг». Решением может стать изменение модели КОМ, что позволит провести работы по модернизации и ввести надбавку к цене КОМ для угольной генерации первой ценовой зоны.

Эксперты также изучили перспективы распределенной генерации в России. **Технический директор инжиниринговой компании «Спектр» Александр Левкович** подчеркнул, что государственным органам, ведущим институтам и организациям с привлечением инжиниринговых практикующих компаний необходимо провести стандартизацию и унификацию оборудования, используемого в распределенной энергетике. Помимо этого, обсуждались нормативная база и формирование тарифов на рынке электроэнергии для распределенной генерации. По мнению **профессора ПЭИПК, д.э.н. Павла Шевкоплясова**, методика оперативного ценообразования на электрическую и тепловую энергию полностью подходит для объектов распределенной энергетики и промышленного роста. Стандартизация ценообразования для распределенной энергетики – ключ к расчетам справедливых (не завышен-

ных для потребителей и не заниженных для производителей) цен и тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Если говорить о работе с потребителями на энергетическом рынке, ключевые проблемы отрасли – это сложное законодательное регулирование, затрудненность принятия решений собственниками, государственными и муниципальными ЖКУ, низкий уровень информирования, недостаток платежной дисциплины, проблемы технического характера. *На круглом столе «Актуальные вопросы работы с потребителями на энергетическом рынке» Эдуард Лисицкий, заместитель генерального директора по развитию ПАО «ТГК-1»* рассказал о проблемном рынке тепла в Санкт-Петербурге. Просроченная задолженность предприятий ЖКХ города перед «ТГК-1» на 1 января 2017 года составляет 6 млрд рублей, 30% накоплено за последние два года, а половина всей задолженности появилась по причине неначисления платежей потребителям. *«Организации не выполняют свои обязанности, присутствует низкая мотивация, низкий профессионализм управляющих компаний»*, – говорит эксперт.

В международной отраслевой выставке «Энергетика и Электротехника» участвовали более 150 компаний из 21 субъекта Российской Федерации и 10 стран мира, в том числе Германии, Италии, Турции, Чехии, Польши, Китая, Индии, Казахстана и Белоруссии. Мероприятие проходит в 24-ый раз и собирает ведущих производителей и поставщиков оборудования и услуг для электро- и теплосетей, что позволяет наглядно продемонстрировать инновационные решения и применение современных технологий на производстве.

В рамках экспозиции «**Электронмаш**» представил на выставке современное электротехническое оборудование для работы в составе инновационных подстанций, а также электроснабжения объектов промышленности. Это полностью моторизированное исполнение КРУ 6-10кВ «ЭЛТИМА», КРУ 6-10 кВ «ЭЛТИМА Про» со встроенной в шкаф сервисной тележкой силового выключателя, система постоянного оперативного тока СОПТ «ExOnSys», оснащенная современной системой контроля и диагностики, автоматизированная система управления энергетическими объектами и других разработках.

Российская компания «**Петерпайп**» представила технологию применения комбинированной изоляции с использованием высокотемпературного гибкого материала для транспортировки теплоносителя с температурой до 250 С и выше. Материал разработан специалистами завода на основе жидкого стекла и минеральных наполнителей, который во многом превосходит свой импортный аналог.

В области импортозамещения работает **НПФ «ЭНТЕХМАШ»** – научно-производственная фирма, которая более 20 лет присутствует на рынке энергетического машиностроения. Компания повышает экономичность и энергоэффективность компрессоров, совершенствует их проточную часть, улучшает аэродинамические и тепловые характеристики промежуточных газоохладителей с водяным и воздушным охлаждением.

Алексей Мошнин, региональный менеджер по Северо-Западу России «Электроцит-К», рассказал о преимуществах продукции завода: *«Мы внедрили технологию, сопоставимую с ведущими мировыми производителями, то есть это автоматическая заливка под давлением, которая обеспечивает высокое качество литой изоляции, долговечность использования электроприборов такого типа – трансформаторы тока и напряжения. Они могут быть и внутренней и наружной установки – это интересно для России»*.

Валерий Терентьев, департамент по маркетингу ООО «НПП ЭКРА» (г. Чебоксары), презентовал возможности группы компаний: *«Мы имеем собственный научно-образовательный центр, где происходит обучение специалистов на нашем оборудовании, и оказываем услуги по повышению квалификации для специалистов, которые заняты в энергетической отрасли»*.

В **Центре деловых контактов** приняли участие более 25 закупщиков, в том числе АО «Теплосеть Санкт-Петербурга», АО «ЛОЭСК», ООО «Газпром энергохолдинг», ГУП «Петербургский метрополитен», АО «ГлавПетербургСтрой» и др. Поставщики и закупщики провели более 400 переговоров.

Российский международный энергетический форум – ежегодное событие, охватывающее все отрасли энергетики. За четыре дня мероприятия посетили 8,5 тысяч человек.

Technical problems concerning with the use of wind power plants in power systems

Andreev R. V.

Rationale for the selection of optimal structure and parameters of the stand-alone wind-diesel complex.

A method of estimating the real amount of electricity, received by the consumer from wind turbine, is proposed. Taking into account the proposed method technique of optimizing the quantitative composition and the parameters of the equipment, which is part of the stand-alone wind-diesel complex, is developed. Optimality criterion of complex configuration option is results of economic efficiency evaluation of investments.

Keywords: stand-alone wind-diesel complex, equipment selection, optimization, economic efficiency evaluation

Kasyanov S. E., Moskalenko V. V., Ryvlin I. A., Suvorov E. S., Sheskin E. B.

An approach for simulation of wind power generators for short circuit current analysis.

Description of wind power equipment is given. Recommendations for modeling of power generation equipment of wind power plants for short circuit current analysis for a symmetric and asymmetric short circuits are given.

Keywords: wind power plant, short circuit fault, DFIG, crowbar, inductor generator.

Vorobjev V. S., Gerasimov A. S., Zhukov A. V., Lisitsyn A. A., Suvorov E. S., Smirnov A. N., Sheskin E. B.

Particulars of relay protection architecture in wind and solar power plants interconnections with UPS of Russia.

The peculiarities of using wind and solar power stations in the UPS of Russia are considered in the article. Electric networks for connecting power plants are defined, the principle of relay protection of these networks is described, requirements for the stability of power plants in short-circuit conditions on the part of the SO UPS are specified. Based on the above information, the problem of integration of wind and solar power plants in the UPS of Russia is shown. Solutions are also offered.

Keywords: wind power plant, PV power plant, short circuit fault, relay protection, low voltage ride-through (LVRT) capabilities.

Goncharov V. O., Korovkin N. V., Krivosheev S. I.

Evaluation of lightning-resistant samples of composite heavy-duty blades of wind generators.

Composite materials are increasingly used in power engineering, in particular, in manufacturing of wind turbine blades. The blades and towers of wind generators are subject to the destructive effect of thunderbolts, so the urgent problem is the improving of their lightning protection. To simulate and perform tests of the lightning current distribution along the blade, the wave shape similar to the real one should be used. Experiments show that the effect of the real lightning current significantly differs from the effects of the standardized pulses of lightning current. In addition, obtaining a reliable model of the effect of lightning current requires taking into account the

dynamic resistance of the grounding device. The mechanical effect of the lightning current pulse is relatively short. The properties of composite materials under exposure times of few to dozens of microseconds have little been studied. Therefore, the development of new approaches to measuring the characteristics of composite materials under short-term effects considered in the article, is relevant. The schemes and parameters of the pulse current generators, reproducing lightning currents close to the real ones when that act on the parts of the carbon fiber blades of wind generators are presented in this paper. Experimental and simulated lightning current curves are also presented.

The scheme and the parameters of the generator pulse currents, simulating actual flowing currents on wind turbine blades are presented. The form and duration of these pulses are considerably different from the standard.

Keywords: pulse generator, wind turbine, lightning resistance, composite materials.

Issues of monitoring reliability and stability of the power system

Osika L. K.

Smart Grid conception in the context of scientific and technological achievements within the field of electric power systems structure and trends of their development.

The paper analyses the emergence and transformation of intelligent electric network (Smart Grid) concept in Russia and in other industrialized countries. The place of this object in the architecture of electric power systems is revealed. The paper also shows that it is impossible to consider Smart Grid as a scientific and technological product or the result of a special project, including a project of national scale. The necessity of an evolutionary approach to the development of UES of Russia intelligent features from its modern state is substantiated.

Keywords: electric power system, intelligent electricity network (Smart Grid), operational dispatch control.

Alexandrov A. S., Maximenko D. M., Mikhaylenko A. F., Neuymin V. G.

Evolution of stability margin monitoring system with control of dynamic stability for taking into account emergency automatic actions.

Stability margin monitoring system (SMZU) is designed to determine the maximum allowable and emergency permissible active power flow across the controlled cross-sections with taking into account emergency actions of power system automatic. Currently SMZU is located in the industrial and experimental operation in a number of dispatch centers of JSC «SO UES».

Keywords: stability margin monitoring system, static and dynamic stability, simulation dynamic transition process.

Enaldiev V. G., Merkushev D. V.

Analysis of short- time disturbances of electric power quality indicators.

The analysis of the registered disturbances of electric power quality indicators at an industrial plant was made. The presence of voltage dips that disrupt the normal operation of sensitive equipment is shown. Voltage sag compensation by using dynamic voltage restorer with accumulating supercapacitor unit is considered. The histogram of distribution of necessary capacities of supercapacitor units is made.

Keywords: power quality, momentary voltage dip, dynamic voltage recovery device, supercapacitor unit.

Technical means of increasing the capacity of the electric network and stability of the power system

Liamov A. S., Pazderin A. V., Solodyankin S. A.

Power-angle curve analysis of power transmission lines with FACTS devices.

The article is devoted to the development of a methodology for calculating power-angle curve of a power transmission line with different modern compensating devices and methods of these devices accounting for calculating complex energy systems modes and stability. Examples of such devices are: static thyristor compensators and controllable shunt reactors (STC / CSR), a compensating device based on a voltage source converter (STATCOM), a unified power flow controller (UPFC). The article shows the need to take into account the voltage level of the terminals and the current limitation of the STATCOM (UPFC) converter for power-angle curve constructing. The proposed methodology for modeling FACTS devices is suitable for transient processes numerical computation, in particular, the estimation of the effect on the transient stability level of parallel operation under system disturbances.

Keywords: power system, power-angle curve, static synchronous compensator, unified power flow controller.

Alekseev N. A., Karpov V. N., Matinyan A. M., Peshkov M. V.

Additional functions of the upgraded TCSR with split windings.

The design of 500 kV thyristor controlled shunt reactor (TCSR) with split windings developed in Russia is considered. The article discovers some novel investigation results of TCSR operation in 500 kV grids conducted by R&D center of the Federal Grid Company of Unified Energy System. It is shown that the discussed type of TCSR is effective for extinguishing the secondary arc current caused by the phase line to ground fault. It is shown that the discussed type of TCSR can speed up line auto reclosing. HV transmission line equipped with TCSR is considered during single-phase auto reclosing and it is shown that the rate of controlled shunt reactor allows to avoid resonant overvoltage during single-phase auto reclosing of transmission line. Causes of SF6 circuit breaker failure on fully compensated overhead lines are investigated. It is shown that application of thyristor controlled shunt reactor (TCSR) eliminates the causes of this problem without using any other specific means. Causes of circuit breaker minimum current rating are figured out. It is shown that TCSR idle current switch-off operation is not able to cause overvoltages dangerous enough for the circuit breaker. Ferroresonance phenomenon caused by TCSR inrush currents is examined. It is shown that automatic switch-on of TCSR during transmission line energization prevents ferroresonance excitation.

Keywords: TCSR, split valve winding, HVAC transmission line SPAR, secondary arc current, SPAR pause, open pole operation of transmission line, resonance overvoltage, compensated overhead lines, SF6 circuit breaker, circuit breaker failure, aperiodic current, TCSR, shunt reactor breaker, current chopping, transient recovery voltage, TCSR idle mode, transient ferroresonance.

Akimov D. A., Grunina O. I., Karpov A. I., Shkitina N. O.

Reclosers allocation optimization in distribution network.

The use of reclosers in distribution networks 6–35 kV is considered. Optimal reclosers placement determination is required for their efficient use, which is an NP-complete problem in general. The optimal reclosers allocation determination, corresponding to the optimal SAIFI index, is performed with use of genetic algorithm.

Keywords: recloser, distribution electric networks, consumer power supply reliability, integral reliability indexes, optimization, genetic algorithm.

Alekseev N. A., Bulykin P. Y., Karpov V. N., Matinyan A. M., Peshkov M. V.

Test circuit and equipment of 20 kV DC superconducting cable line.

Major electrical equipment of 20 kV DC transmission using a superconducting cable line is represented. The results of preliminary testing of valve part of equipment are submitted. Three-pulse back-to-back test circuit for comprehensive try-out of DC transmission equipment is created.

Keywords: high-temperature superconductivity, cable lines, DC transmission, 3-pulse back-to-back test circuit.

On the international experience in power-engineering

Suslova O. V., Shulga R. N.

Technical and economic features of HVDC converter substations.

Comparative analysis of technical and economic characteristics, circuit topologies, fields of application of converters for high-voltage direct current transmissions based on materials from foreign manufacturers is given.

Keywords: converter substation, thyristor valve, fully controlled valve, current source converter, voltage source converter, two-level converter, three-level converter, modular multilevel converter, Single Line Diagram of converter station, cost.

Retrospective view

To the 60th anniversary of the magazine «Izvestiya NIPT» – «Izvestiya NTC Edinoj energeticheskoy sistemy».

Names and dates

Marking the 85th anniversary of Lev A. Koscheev.

Content, Abstracts, Keywords

Instruction for manuscript submission

ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, регулирование, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии переменным и постоянным током, преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Также в журнале публикуются научные обзоры, научные рецензии и отзывы.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

2.1. Оформление материалов

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

Шрифт Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, междустрочный интервал – 1,1, абзацный отступ – 0,5 см.

Заголовки, номера и названия таблиц, названия рисунков пишутся без точки в конце. Размеры формул, таблиц и рисунков не должны выходить за пределы текстового поля

3. **Формулы** набираются в редакторе MathType. В формульном редакторе (как и в основном тексте) переменные, обозначенные латинскими символами, набираются курсивом; цифры, греческие и русские символы – прямые.

В числах десятичным разделителем является запятая.

Сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кВт, Гц, W, Hz) и названий функций (sin, min, const, exp и т. д.) – прямые без точки в конце.

Размеры шрифтов в формулах: основной размер – 11, индекс – 58 %, мелкий индекс – 50 %, символ – 100 %.

4. **Таблицы.** Все наименования в таблицах необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах

и в тексте должны быть в единицах измерения СИ. Размеры шрифтов в таблицах: основной размер – 10, в таблицах большого размера допускается размер – 9.

5. **Рисунки**, выполненные при помощи компьютерных программ, передаются в редакцию в электронном виде отдельными файлами (не заверстанными в текстовые файлы статьи), в форматах тех программ, в которых они выполнены. Приемлемыми являются форматы: xls (для графиков и диаграмм), eps, cdr, vsd, tiff или jpeg (с разрешением 300 dpi). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. **Список литературы** приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

2.2. Вместе с материалами статьи должны быть обязательно предоставлены:

- номер УДК в соответствии с классификатором (в заголовке статьи);
- аннотация статьи на русском и английском языках;
- ключевые слова статьи на русском и английском языках;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- авторская справка.

Образец и шаблон оформления статьи, а также форма авторской справки приведены на сайте журнала: <http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>

2.3. Рассмотрение материалов

Предоставленные в редакцию материалы первоначально рассматриваются редакционной коллегией и передаются для рецензирования. После одобрения материалов, согласования различных вопросов с автором (при необходимости), редакционная коллегия сообщает автору решение об опубликовании статьи. В случае отказа в публикации статьи редакция направляет автору мотивированный отказ.

При отклонении материалов из-за нарушения сроков, требований оформления или не отвечающих тематике журнала материалы не публикуются и не возвращаются.

Редакционная коллегия не вступает в дискуссию с авторами отклоненных материалов.

Публикация материалов осуществляется бесплатно.

Более подробную информацию можно получить по телефонам редакции: (812) 292-94-05, (812) 292-94-20
или E-mail: nto@ntcees.ru