

# ВЕСТИ ELECTRIC POWER'S NEWS

## В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

# 1.2013

### Содержание

#### Перспективы развития электроэнергетики

- В. А. Баринов, В. Ф. Лачугин, Н. В. Лисицын, А. С. Маневич,  
А. С. Антонова, П. С. Антонов, А. С. Мурачев**  
Перспективы развития Единой национальной электрической сети России  
на период до 2030 г. .... 3

- Н. И. Зеленохат**  
Проблема интеллектуализации ЕЭС России  
и предпосылки ее решения ..... 11

#### Возобновляемая энергетика

- Н. В. Богородицкая, А. С. Горбунов, Г. В. Ермоленко, А. В. Никомарова,  
М. А. Рыженков**  
Проект строительства ветроэлектростанции установленной мощностью  
60 МВт на территории п. Мирный Ейского района Краснодарского края.... 20

- Г. Б. Осадчий**  
Совместное использование солнечной энергии и холода  
малых водотоков ..... 33

#### Релейная защита и автоматика

- О. Г. Захаров**  
Оценка показателей сохраняемости цифровых устройств  
релейной защиты..... 38

#### Материалы НТС

- Разработка «Программы модернизации ЕНЭС России  
на период до 2020 года с перспективой до 2030 года» ..... 45

#### Научные заметки

- О. Г. Захаров**  
Проблемы в системе понятий..... 48

#### Учредители:

Минэнерго РФ,  
ОАО «ФСК ЕЭС»,  
Электроэнергетическая  
ассоциация  
«Корпорация Единый  
Электроэнергетический  
Комплекс»,  
ЗАО «НТФ «Энергопрогресс»,  
НП «НТС ЕЭС»

Издается с сентября 2002 г.  
Выходит 1 раз в 2 месяца

#### Редакционная коллегия:

А.Ф.Дьяков — главный  
редактор

С.К.Брешин — заместитель  
главного редактора  
А.Э.Голодницкий — заместитель  
главного редактора  
В.А.Баринов  
А.М.Бычков  
М.Ю.Воскресенский  
Н.Ф.Кузнецов  
Г.П.Кутовой  
В.Е.Межевич  
В.В.Молодюк  
В.В.Нечаев  
Э.М.Перминов  
А.Б.Яновский  
Я.Ш.Исамухамедов

Адрес редакции:  
109044, Москва,  
Воронцовский пер., г. 2,  
ЗАО «НТФ Энергопрогресс»  
Тел. (499) 268-36-26  
vesti46@mail.ru  
Подписано в печать 05.02.13  
Формат 60 × 84 1/8  
Печать офсетная

Редакторы:  
Л.Л.Жданова  
Н.В.Ольшанская  
Верстка Т.А.Коровенковой  
Отпечатано в типографии  
издательства «Фолиум»,  
127238, Москва, Дмитровское ш., 58

© ЗАО «НТФ Энергопрогресс»,  
«Вести в электроэнергетике», 2013

## Информационные сообщения

|                                                                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Власти Москвы одобрили развитие<br>распределенной генерации .....                                                        | 37 |
| На подземной подстанции 220 кВ «Союз» в Сколково установят<br>уникальные силовые трансформаторы .....                    | 44 |
| Формирование требований к интеллектуальным сетям.....                                                                    | 50 |
| Техническое присоединение потребителей<br>к электрическим сетям составляет от 120 до 360 дней .....                      | 51 |
| Утверждено Положение о Единой технической политике<br>в электросетевом комплексе РФ.....                                 | 51 |
| Потребление электроэнергии в ЕЭС России в 2012 г.<br>увеличилось на 1,6% по сравнению с 2011 г. ....                     | 52 |
| ОАО «ФСК ЕЭС» обеспечило выдачу мощности<br>крупнейшей в России атомной электростанции .....                             | 53 |
| Системный оператор отмечает день образования<br>оперативно-диспетчерского управления .....                               | 54 |
| Группа «Каспийская Энергия» представила инновационные разработки<br>в области накопления и хранения электроэнергии ..... | 56 |
| Решение энергетического вопроса в Японии.....                                                                            | 56 |

На журнал «Вести в электроэнергетике» можно подписаться  
в любом отделении почтовой связи (**Объединенный каталог  
«Пресса России», том I: Российские и зарубежные газеты и журналы,  
подписной индекс 87667**) или через ЗАО НТФ «Энергопрогресс»:  
109044, г. Москва, Воронцовский пер., д. 2. ЗАО НТФ «Энергопрогресс».  
**Тел.: (495) 911-73-24** (Горбачева Светлана Петровна).

По вопросам размещения статей, рекламы и информационных материалов  
просим обращаться в редакцию журнала  
по тел. **(499) 268-36-26**, e-mail: **vesti46@mail.ru**

# Перспективы развития Единой национальной электрической сети России на период до 2030 г.

**В. А. Баринов, доктор техн. наук, В. Ф. Лачугин, канд. техн. наук, Н. В. Лисицын, канд. техн. наук, А. С. Маневич, А. С. Антонова, П. С. Антонов, А. С. Мурачев (ОАО «ЭНИН им. Г. М. Кржижановского»)**

Общая протяженность электрических сетей напряжением 220 кВ и выше по всем объединенным энергосистемам (ОЭС) России составляла на начало 2012 г. более 161,4 тыс. км, а суммарная установленная на подстанциях мощность трансформаторов (автотрансформаторов) — более 406,5 тыс. МВ·А. Почти 60% (по протяженности) ВЛ напряжением 220 кВ и выше эксплуатировались со сроком службы более 30 лет. Со сроком службы более 30 лет эксплуатировалось (по мощности) трансформаторов 500 кВ — почти 25%, 330 кВ — 38%, 220 кВ — более 40%.

В этих условиях актуальным является проведение широкомасштабной модернизации электросетевого комплекса страны с использованием современных технологий и разработка новых технологий и оборудования.

В статье приведены общая характеристика и основные результаты работы по разработке Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2020 г. с перспективой до 2030 г. (далее Программа), выполненной ОАО «ЭНИН» в качестве головной организации совместно с ИНЭИ РАН, ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ИСЭМ СО РАН, ОАО «НТЦ ЕЭС» по заданию ОАО «ФСК ЕЭС» в 2011–2012 гг. Работа выполнена в развитие Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г., разработанной ведущими научными и проектными институтами отрасли под руководством ОАО «ЭНИН» по заданию Минэнерго России, и имеет основной целью углубление её положений в части развития основной электрической сети страны.

## 1. Цель, основные задачи, целевые индикаторы и показатели Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2030 г.

При разработке Программы были определены цель, основные задачи, базовые положения, целевые индикаторы и показатели, направления развития ЕНЭС России и совершенствования технологий, объемы вводов электросетевого оборудования, требования к оборудованию и технологическим системам, сделаны оценки потребности в оборудовании, технических и организационных средствах и мероприятиях для проведения модернизации, а также оценка капиталовложений и источников инвестиций, разработаны предложения по механизмам реализации Программы.

**Цель Программы** — создание надежного и эффективного электросетевого комплекса на базе инновационных технологий, обеспечивающего потребность экономики и населения страны в электрической энергии.

**Основные задачи.** Программой предусмотрены мероприятия по модернизации ЕНЭС России в следующих направлениях:

- строительство новых электросетевых объектов для выдачи мощности крупных

электростанций, электроснабжения крупных узлов нагрузки, осуществления совместной работы энергосистем в составе ЕЭС России и развития внешних связей ЕЭС России;

- замена устаревшего и неэкономичного оборудования;
- улучшение качества электроэнергии;
- снижение потерь электроэнергии;
- повышение уровня эксплуатации объектов;
- создание автоматизированных систем управления технологическими процессами.

### **Целевые индикаторы и показатели Программы:**

- снижение потерь в ЕНЭС с 4,65 до 4,0% к 2020 г. и до 3,0% к 2030 г.;
- снижение износа электрооборудования до 45% в 2020 г. и до 35% в 2030 г.;
- обеспечение проектного показателя балансовой надежности на уровне 0,9991 к 2020 г. и на уровне 0,9997 к 2030 г.

## 2. Исходные предпосылки к Программе модернизации ЕНЭС России на период до 2030 г.

Исходными документами для разработки Программы являются:

- Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 13.11.09 № 1715-р;

- Проект Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г.;
- Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 г. (Минэкономразвития России, 2012 г.);
- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г. Одобрена на заседании Правительства РФ от 03.06.10 протокол № 24, п. 2 (далее Генеральная схема);
- Схема и программа развития ЕЭС России на 2012–2018 гг., утверждена Приказом Минэнерго России от 13 августа 2012 г. № 387;
- программы модернизации энергокомпаний на период до 2020 г. (ответы на письма-запросы Минэнерго России от 26.04.10 № АШ-3389/09 и от 13.08.10 № 09 – 1107);
- информация энергокомпаний для составления Прогнозного баланса электроэнергетики с учетом прогнозных условий развития электроэнергетики (ответы на письмо-запрос Минэнерго России от 27.10.10 № АШ-9330/09);
- материалы компаний о состоянии разработки, освоения и производства энергетического оборудования (ответы на письма-запросы ОАО «ЭНИН» от 15.11.10 № 01 – 8/0202/434-ЭВ и от 04.04.12 № 01 – 8-0103/149-ЭВ).

Разработка Программы модернизации ЕНЭС России осуществлялась в три этапа. В рамках *первого этапа* был выполнен анализ текущего состояния и разработаны предварительные предложения по модернизации ЕНЭС России на период до 2020 г. В рамках *второго этапа* были разработаны методические рекомендации по формированию Программы и разработана Программа модернизации ЕНЭС России на период до 2020 г. В рамках *третьего этапа* был выполнен прогноз модернизации ЕНЭС России на период до 2030 г.

Программа модернизации ЕНЭС России на период до 2030 г. разработана для уровня электропотребления, соответствующего базовому варианту Генеральной схемы, предусматривающему в 2030 г. объем электропотребления 1553 млрд кВт·ч, с корректировкой в соответствии с фактическим электропотреблением и Схемой и программой развития ЕЭС России на 2012–2018 гг.

Принципиальным отличием разработанных Программ модернизации электроэнергетики и ЕНЭС России на период до 2020 г. с перспективой до 2030 г. от Генеральной схемы является снижение объемов вводов мощности на АЭС до 10 ГВт в период до 2020 г. и до 17,4 ГВт в период до 2030 г., что изменяет требования к развитию основной электрической

сети в Европейской части России и повышает актуальность решения вопросов по развитию транзита Восток—Запад за счет строительства ВЛ сверхвысокого напряжения для уменьшения рисков от снижения вводов генерирующих мощностей на АЭС и других рисков, связанных с возможным недостатком генерирующих мощностей в западных и восточных регионах России.

В Программе рассмотрены три рациональных варианта структуры генерирующих мощностей в период 2021–2030 гг.

**Вариант 1** предусматривает ввод в период 2021–2030 гг. 20 энергоблоков суммарной мощностью 24,6 ГВт на АЭС. При этом суммарная мощность АЭС в ЕЭС России к 2030 г. составит с учетом демонтажа 42,5 ГВт.

**Вариант 2** ориентирован на более умеренные темпы развития АЭС в период 2021–2030 гг. и предусматривает ввод 15 энергоблоков на АЭС, суммарной мощностью 17,4 ГВт. В этом случае суммарная мощность АЭС в ЕЭС России к 2030 г. составит 35,3 ГВт.

Сокращение вводов АЭС на пять энергоблоков в варианте 2 по сравнению с вариантом 1 предлагается компенсировать за счет сооружения в европейской части ЕЭС России (ЕЕЭС России) наиболее прогрессивных электростанций на основе ПГУ. Реализация данного варианта позволит избежать чрезмерного наращивания угольных мощностей в ЕЕЭС России, но приведет к еще большему увеличению доли газа (на 4,2%) в структуре топливопотребления ТЭС ЕЕЭС России.

**Вариант 3** также, как и вариант 2, предусматривает ввод 15 энергоблоков АЭС в период 2021–2030 гг.; при этом снижение масштабов развития АЭС в Европейской части России будет компенсироваться за счет получения мощности и электроэнергии от угольных КЭС по ЛЭП из ОЭС Сибири. Реализация такого варианта позволит диверсифицировать структуру топливопотребления в Европейской части России.

В качестве основного рассматривается второй вариант, предусматривающий:

- вывод из эксплуатации (демонтаж, консервация) физически изношенного и морально устаревшего оборудования в период 2011–2020 гг. суммарной мощностью 26,4 ГВт, в том числе:
  - ТЭС — 22,7 ГВт;
  - АЭС — 3,7 ГВт;
- С 2021 г. по 2030 г. — 55,7 ГВт, в том числе:
  - ТЭС — 47,1 ГВт;
  - АЭС — 8,6 ГВт;
- новые вводы мощности на электростанциях за период 2011–2020 гг. — 76,1 ГВт, в том числе:

- ° ТЭС — 55,1 ГВт;
  - ° АЭС — 10 ГВт;
  - ° ГЭС и ВИЭ — 11 ГВт;
- С 2021 г. по 2030 г. — 99,7 ГВт, в том числе:
- ° ТЭС — 73 ГВт;
  - ° АЭС — 17,4 ГВт;
  - ° ГЭС и ВИЭ — 9,3 ГВт;
- увеличение установленной мощности газовых ТЭС с применением передовых технологий на основе ГТУ с 6,6 до 50,9 ГВт к 2020 г. и до 107,2 ГВт к 2030 г.

### 3. Проведенные обосновывающие исследования при разработке Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2030 г.

Проведенные исследования были связаны с определением:

- оптимальных направлений развития основных электрических сетей ОЭС и межсистемных связей, включая определение мест размещения и параметров управляемых устройств (FACTS);
- вариантов структуры и параметров электрического транзита Восток — Запад;
- «узких мест» в системе передачи электроэнергии и мероприятий по их устранению;
- направлений развития связей ЕЭС России с энергосистемами стран ближнего и дальнего зарубежья;

- целесообразности присоединения изолированных энергосистем и районов к ЕНЭС России;
- конфигурации основных сетей энергосистем и энергосистем с распределенной генерацией электроэнергии и выбора методов и способов взаимной работы централизованной энергосистемы и энергосистем с распределенной генерацией.

**Для определения оптимальных направлений развития ЕНЭС России на период до 2030 г. проводились:**

- исследования по оптимизации развития генерирующих мощностей и определению изменения общесистемных затрат, включающих затраты на развитие и функционирование генерирующих мощностей, в зависимости от увеличения пропускных способностей межсистемных связей;
- расчеты статической устойчивости ЕЭС России и определение затрат на увеличение пропускной способности межсистемных связей;
- исследования балансовой надежности;
- выбор схем выдачи мощности намечаемых к сооружению и расширению электростанций;
- выбор мест размещения и параметров управляемых устройств (FACTS).

На рис. 1 показаны предельные границы стоимости увеличения пропускных способностей межсистемных связей, полученные на основе исследований изменения общесистемных затрат в зависимости от увеличения пропускных способностей этих связей.

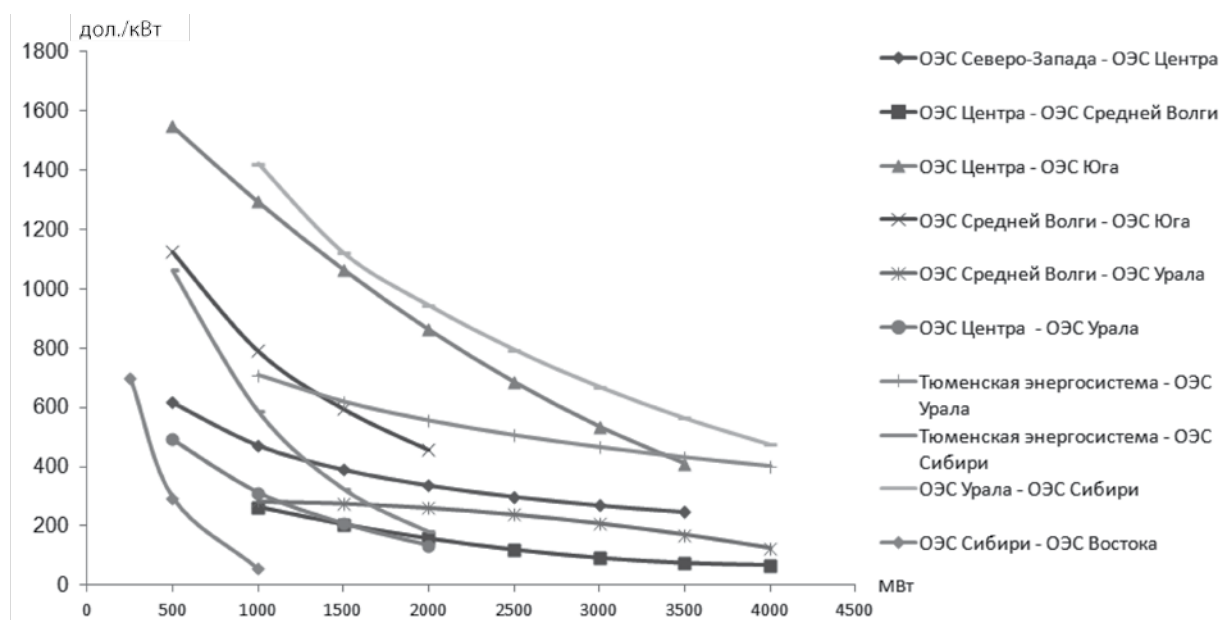


Рис. 1. Предельные границы стоимости увеличения пропускных способностей межсистемных связей



В табл. 1 приведены удельные стоимости увеличения пропускных способностей межсистемных связей на период до 2020 г. с учетом существующей методики оценки стоимости строительства и эксплуатации электросетевых объектов.

Проведенные исследования показали (см. данные рис. 1 и табл. 1), что при существующей тенденции значительного роста цен на электросетевое строительство в большинстве случаев развитие межсистемных связей оказывается экономически невыгодным.

**При исследовании вариантов структуры и параметров электрического транзита Восток — Запад:**

- проанализированы различные варианты структуры, параметров и технико-экономических показателей электропередачи постоянного и переменного тока высокого и сверхвысокого напряжения, входящих в транзит Восток—Запад;
- рассмотрены различные варианты развития транзита Восток—Запад;

- ° сооружение первой и второй цепи из ВЛ 500 кВ, связывающих ОЭС Сибири с ОЭС Урала через западную часть ОЭС Сибири;
- ° сооружение первой и второй цепи из ВЛ 500 кВ, связывающих ОЭС Сибири с ОЭС Урала через энергосистемы Томской и Тюменской областей;
- ° перевод ВЛ ОЭС Сибири — ЕЭС Казахстана — ОЭС Урала, работающей на напряжении 500 кВ, на номинальное напряжение 1150 кВ;
- ° сооружение ВЛ 1150 кВ, связывающей ОЭС Сибири и европейскую часть страны и проходящей по территории России;
- ° сооружение в период 2026 — 2030 гг. электропередачи постоянного тока ОЭС Сибири — ОЭС Урала — ОЭС Центра в различных вариантах.

На основании проведенных исследований сделаны следующие выводы:

- при существующей тенденции опережающего роста цен на электросетевое строительство по сравнению с ростом цен на строительство электростанций рассмотренные

**Таблица 1. Удельная стоимость увеличения пропускных способностей межсистемных связей**

| Сечение                                                                           | Дополнительные межсистемные связи, вводимые до 2020 г.                                                                       | К, млн дол. | $\Delta P$ , МВт | Удельная стоимость, дол./кВт |
|-----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|------------------|------------------------------|
| Северо-Запад — Центр                                                              | Новосокольники — Талашкино 330 кВ, 230 км (2017 г.)                                                                          | 95          | 300/250          | 315/380                      |
|                                                                                   | Ленинградская — Белозерская 750 кВ, 450 км (2019 г.)                                                                         | 530         | 1100/800         | 480/665                      |
|                                                                                   | Новосокольники — Талашкино 330 кВ, 230 км (2017 г.) и Ленинградская — Белозерская 750 кВ, 450 км (2019 г.)                   | 625         | 1200/900         | 520/695                      |
| Юг — Центр, Средняя Волга                                                         | Фролово — Курдюм 500 кВ, 280 км (2018 г.)                                                                                    | 230         | 150/250          | 1530/920                     |
| Центр, Юг — Средняя Волга, Урал                                                   | Костромская ГРЭС — Нижегородская 500 кВ, 280 км (2014 г.)                                                                    | 210         | 750/450          | 280/470                      |
|                                                                                   | Фролово — Курдюм 500 кВ, 280 км (2018 г.)                                                                                    | 230         | 150/120          | 1530/1920                    |
|                                                                                   | Костромская ГРЭС — Нижегородская 500 кВ, 280 км (2014 г.) и Фролово — Курдюм 500 кВ, 280 км (2018 г.)                        | 440         | 800/500          | 550/880                      |
| Центр, Средняя Волга — Урал                                                       | Красноармейская — Газовая 500 кВ, 390 км (2014 г.)                                                                           | 320         | 300/250          | 1070/1280                    |
|                                                                                   | Помары — Удмуртская 500 кВ, 340 км (2013 г.)                                                                                 | 310         | 500/250          | 620/1240                     |
|                                                                                   | Красноармейская — Газовая 500 кВ, 390 км (2014 г.) и Помары — Удмуртская 500 кВ, 340 км (2013 г.)                            | 630         | 800/350          | 790/1800                     |
| Сибирь — Казахстан, Урал                                                          | Советско-Соснинская — Нижневартонская ГРЭС 500 кВ, 710 км (2014 г.)                                                          | 1020        | 400/400          | 2550/2550                    |
|                                                                                   | Восход (Омск) — Витязь (Ишим) 500 кВ, 560 км (2013 г.)                                                                       | 700         | 150/150          | 4670/4670                    |
|                                                                                   | Советско-Соснинская — Нижневартонская ГРЭС 500 кВ, 710 км (2014 г.) и Восход (Омск) — Витязь (Ишим) 500 кВ, 560 км (2013 г.) | 1720        | 500/500          | 3440/3440                    |
| Сибирь — Восток                                                                   | Вставка несинхронной связи на ПС 220 кВ Могоча и ПС 220 кВ Хани                                                              | 190         | 400              | 450                          |
| Перевод транзита Итат — Экибастуз — Челябинск на номинальное напряжение — 1150 кВ |                                                                                                                              | 3490        | 1200             | 2900                         |

Примечания:

1.  $\Delta P$  — приращение предельной мощности рассматриваемого сечения, вызванное изменением состава линий в сечении. В числителе указаны предельные по аперийодической статической устойчивости приращения перетоков активной мощности в рассматриваемом сечении в прямом направлении, в знаменателе — в обратном.

2. ВЛ 500 кВ Нижневартонская ГРЭС — Советско-Соснинская является частью транзита 500 кВ Нижневартонская ГРЭС — Советско-Соснинская — Парабель — Томск.

3. ВЛ 500 кВ Витязь (Ишим) — Восход (Омск) является частью транзита 500 кВ Курган — Витязь — Восход.

в работе предложения по усилению электрических сетей на переменном токе в сечении Сибирь — Урал являются неэффективными по затратам из-за большой стоимости увеличения пропускных способностей этих связей. Эти затраты не компенсируются снижением общесистемных затрат, связанных с развитием и функционированием генерирующих источников. Увеличение пропускной способности межсистемной связи Урал — Сибирь до рассматриваемого значения 6 ГВт может быть экономически оправдано при стоимости увеличения пропускной способности связи Урал — Сибирь порядка 600 дол./кВт;

- решение вопроса о строительстве транзита ультравысокого напряжения Восток — Запад должно быть рассмотрено с учетом фактора повышения энергетической безопасности страны. При этом целесообразно сохранить выводы, полученные при разработке Энергетической стратегии России на период до 2030 г., в которой определено, что пропускная способность в сечении Сибирь — Урал на уровне 2030 г. должна составлять примерно 6 ГВт. В отношении остальных межсистемных связей также представляется целесообразным на данном этапе сохранить выводы, полученные при разработке Энергетической стратегии России на период до 2030 г., которые определяют, что требуемые пропускные способности межсистемных связей к 2030 г. должны составить в сечениях: Северо-Запад — Центр — порядка 3,5 ГВт, Центр — Средняя Волга — 3 ГВт, Центр — Урал — 3,5 ГВт, Центр — Юг — 3,5 ГВт, Средняя Волга — Юг — 3 ГВт, Средняя Волга — Урал — 3 ГВт, Сибирь — Восток — 1,5 ГВт;
- необходимо отдельное рассмотрение вопроса о согласовании цен на сооружение электрических станций и электросетевое строительство.

**Анализ «узких мест» в электрической сети 220 кВ и выше проведен на основе результатов расчетов режимов работы ЕЭС России на перспективу.**

Анализ «узких мест» выполнен по всем ОЭС и при этом выявлено свыше 40 проблемных энергосистем и энергорайонов, в том числе в энергосистемах Ленинградской, Московской, Кубанской, Тюменской, Амурской, Приморской, Хабаровской, Омской, Хакаской, в Южном энергорайоне Республики Саха (Якутия), а также по связям ОЭС Сибири с ОЭС Урала и ОЭС Сибири с ОЭС Востока.

Мероприятия по ликвидации «узких мест» направлены на повышение надежности:

- выдачи мощности Кольской АЭС, Ленинградской АЭС, Калининской АЭС, Нововоронежской АЭС, Балаковской АЭС;
- выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС, Зейской ГЭС и Бурейской ГЭС;
- электроснабжения г. Санкт-Петербурга и Ленинградской обл.;
- электроснабжения г. Москвы и Московской обл. за счет реконструкции основного электротехнического оборудования подстанций 500 кВ «Московского кольца»;
- электроснабжения центральной части Кубанской энергосистемы и Сочинского энергорайона (ПС 500 кВ Центральная и ПС 500 кВ Кубанская) путем сооружения ВЛ 500 кВ Кубанская — Центральная и расширения ПС 500 кВ Кубанская и ПС 500 кВ Центральная;
- электроснабжения потребителей юга Хакасии, в том числе алюминиевых заводов СаАЗ и ХАЗ и выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС за счет сооружения второй ВЛ 500 кВ Алюминиевая — Абакан — Итат;
- электроснабжения юга Приморской энергосистемы за счет сооружения ВЛ 500 кВ Чугуевка — Лозовая — Владивосток с ПС 500 кВ Лозовая;

Мероприятия по ликвидации «узких мест» направлены также на повышение пропускных способностей внутренних сечений ОЭС и межсистемных связей, в том числе:

- создание прямой межсистемной связи ОЭС Сибири с ОЭС Урала;
- создание межсистемных связей ОЭС Сибири с ОЭС Востока.

**При исследовании направлений целесообразного развития связей ЕЭС России с энергосистемами стран ближнего и дальнего зарубежья:**

- проведен анализ современного состояния и основных направлений развития электрических связей с энергосистемами стран ближнего и дальнего зарубежья — Финляндии, Норвегии, стран Балтии, Белоруссии, Украины, Молдавии, Румынии, Польши, Германии, Турции, стран Закавказья, Казахстана и Республик Центральной Азии, Китая;
- проведена оценка эффективности экспортных поставок электроэнергии по двум направлениям:
  - из ОЭС Северо-Запада в энергосистему Финляндии (на рынок электроэнергии NORDEL);
  - из ОЭС Сибири и ОЭС Востока в энергосистему Китая.

При этом производилась оценка возможной цены производства электроэнергии на новых

угольных КЭС в ОЭС Сибири и ОЭС Востока, новых АЭС и ПГУ в ОЭС Северо-Запада. Также рассматривался вариант покупки электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии (мощности), осуществлялся прогноз ценовой ситуации на внешних рынках электроэнергии и определялась предельная удельная стоимость экспортных ВЛ в тыс. руб./кВт при вариантных изменениях цен на топливо, удельных затрат на строительство электростанций и ставки дисконтирования.

Результаты выполненных исследований выявили потенциальные возможности и условия осуществления эффективного экспорта электроэнергии из России на зарубежные рынки — из ОЭС Северо-Запада в Финляндию и из ОЭС Востока в Китай. При этом экспорт электроэнергии из ОЭС Сибири в Китай оказывается экономически нецелесообразным практически при всех рассмотренных условиях.

**При исследовании целесообразности присоединения изолированных энергосистем и районов к ЕЭС России:**

- показана целесообразность присоединения изолированных энергорайонов и энергоузлов к ОЭС Сибири и ОЭС Востока, в том числе соединение Южного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия);
- создание энергомоста Хабаровский край — о. Сахалин с перспективой экспорта электроэнергии в Японию.

**При рассмотрении вопроса развития энергосистем с распределенной генерацией** выполнен анализ существующего состояния распределенной генерации в России и мире, приведены оценки масштабов развития для наиболее перспективных источников распределенной генерации на территории России, а также анализ работы централизованной энергосистемы и энергосистем с распределенной генерацией.

Оценка масштабов развития наиболее перспективных источников распределенной генерации показала:

- 1) экономически целесообразный потенциал выработки электроэнергии за счет когенерации на базе существующих котельных при условии их регулирования по графику отпуска тепла составляет порядка 370 млрд кВт·ч/год;
- 2) экономически целесообразный потенциал выработки электроэнергии на электростанциях, использующих сельскохозяйственные отходы составляет 44 млрд кВт·ч/год;
- 3) срок окупаемости ветровых электростанций (ВЭС) при рассмотренных уровнях цен составит 11 лет. Наличие технического ветропотенциала 11,5 трлн кВт·ч/год и ряда районов, где возможно

строительство ВЭС с коэффициентом использования установленной мощности, превышающим 30 %, требует более детального исследования целесообразности использования ВЭС в России в средне- и долгосрочной перспективе;

4) срок окупаемости солнечных фотоэлектрических электростанций при рассмотренных уровнях цен составит около 15 лет.

## 4. Направления совершенствования технологий, объемы вводов электросетевого оборудования и финансирования Программы

Программа модернизации ЕНЭС России предполагает использование различных инновационных технологий и устройств, в том числе:

- управляемых электрических сетей переменного тока в ЕЭС России на базе устройств для гибких (управляемых) линий электропередачи переменного тока (устройств FACTS); управляемых шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов, статических компенсаторов на базе полностью управляемых вентилях (СТАТКОМ), фазоповоротных устройств, управляемых устройств продольной компенсации, вставок и передач постоянного тока;
- высоковольтных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- автоматизированных подстанций в сетях всех классов напряжения;
- микропроцессорных устройств защиты, автоматики, управления, регулирования, контроля, связи и телемеханики, автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии и др.;
- трансформаторов со сниженными в несколько раз значениями нагрузочных потерь и потерь холостого хода, КРУЭ 110 — 750 кВ, газоизолированных линий электропередачи, комбинированных выключателей-разъединителей;
- стальных многогранных опор;
- проводов с повышенной пропускной способностью и рабочей температурой, низкими коэффициентами линейного расширения и возможностью использования встроенных волоконно-оптических кабелей связи;
- силовых полупроводниковых приборов (СПП), разработанных на основе нанотехнологий, на токи 6 — 7 кА и напряжения 10 — 12 кВ, переход на SiC-технологии производства СПП всех назначений;
- накопителей энергии различных типов;



- устройств на базе высокотемпературных сверхпроводников — кабелей, трансформаторов, синхронных компенсаторов, ограничителей токов короткого замыкания.

Программой модернизации ЕНЭС России за период 2011—2030 гг. предусмотрены **вводы новых и реконструкция существующих электросетевых объектов** в объеме более **140 тыс. км ЛЭП** напряжением 220 кВ и выше и почти **340 тыс. МВ·А трансформаторной мощности**, в том числе для:

- выдачи мощности новых и расширяемых крупных электростанций (18,0 тыс. км, 31,5 тыс. МВ·А);
- сооружения межсистемных связей (11,9 тыс. км, 7,3 тыс. МВ·А);
- экспорта электроэнергии (4,1 тыс. км, 11,0 тыс. МВ·А);
- присоединения новых потребителей (23,8 тыс. км, 82,7 тыс. МВ·А);
- снятия сетевых ограничений и повышение надежности электроснабжения (45,2 тыс. км, 115,2 тыс. МВ·А);
- реконструкции и технического перевооружения (40,6 тыс. км, 89,5 тыс. МВ·А).

В Программе приведен перечень конкретных мероприятий по строительству новых и реконструкции существующих объектов ЕНЭС России и сроки их выполнения.

На рис. 2 показана динамика изменения возрастной структуры трансформаторного оборудования и ЛЭП ЕНЭС России за период 2011—2030 гг.

В Программе определены требования к оборудованию и технологическим системам, в том числе:

- к основному оборудованию подстанций

(выключателям, разъединителям, трансформаторам и автотрансформаторам);

- к воздушным линиям (ВЛ) электропередачи (опорам, фундаментам, проводам и молниезащитным тросам, изоляторам ВЛ и РУ);
- к кабельным линиям электропередачи;
- к релейной защите и системной автоматике;
- к противоаварийной автоматике;
- к режимной автоматике;
- к системам мониторинга переходных режимов;
- к информационно-технологической инфраструктуре оперативно-диспетчерского и технологического управления;
- к основным программным мероприятиям модернизации средств и принципов оперативно-диспетчерского и технологического управления ЕЭС России.

Сделана оценка технических и организационных возможностей проведения модернизации электросетевых объектов с учетом полученных данных от производителей о состоянии разработок, освоении и производстве электротехнического оборудования. Исходя из этой оценки и материалов «ТРАВЭК», можно сделать вывод о том, что по основному электротехническому оборудованию (трансформаторы, реакторы, разъединители, ограничители напряжения и др.) потребности ЕЭС России могут быть обеспечены отечественными производителями на 100%, а по производству элегазовых выключателей 330 и 500 кВ, КРУЭ 110—750 кВ, кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, управляемых приборов силовой электроники потребности могут быть удовлетворены отечественными производителями примерно на 50%.

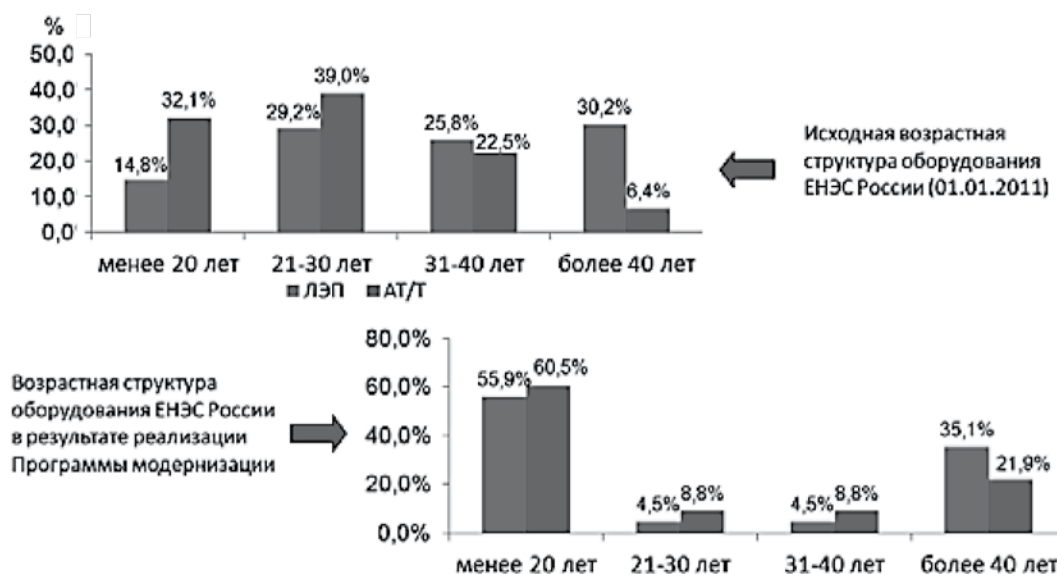


Рис. 2. Динамика изменения возрастной структуры трансформаторов и ЛЭП ЕНЭС России за период 2011—2030 гг.

**Объем финансирования Программы модернизации ЕНЭС** России на период до 2030 г. оценивается в **3,5 трлн руб.** (в ценах 2010 г.), в том числе 1,65 трлн руб. до 2020 г.

Рассмотрены различные варианты экономических условий осуществления Программы модернизации ЕНЭС России до 2030 г. Прогнозируемые экономические условия, определяемые параметрами тарифного регулирования и предельными темпами роста сетевых тарифов, создают риски для недостаточного финансового обеспечения капиталовложений, намеченных в Программе модернизации ЕНЭС.

При базовых экономических условиях объем дополнительной некредитной поддержки (например, в виде целевых взносов государства в уставный капитал сетевых компаний) оценивается в 525 млрд руб. (в прогнозных ценах).

В случае реализации мер по уменьшению стоимости самой Программы и удешевлению стоимости кредитных ресурсов объем дополнительной некредитной поддержки, все же необходимой для полномасштабной реализации Программы, может быть снижен в 2,5 раза — до 210 млрд руб.

Корректировка условий по темпам роста сетевых тарифов также позволит обеспечить 100 % финансирование Программы модернизации ЕНЭС за счет собственных и кредитных ресурсов при увеличении тарифной выручки в период 2013—2024 гг. в сумме на 580 млрд руб.

### Заключение

Разработка Программы модернизации ЕНЭС России выполнена в развитие Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г. и имеет основной целью углубление её положений в части развития основной электрической сети страны.

При разработке Программы получены следующие основные результаты:

- разработаны методические рекомендации по формированию программы модернизации ЕНЭС России на период до 2020 г. с перспективой до 2030 г.;
- проведен комплекс обосновывающих исследований в Программе модернизации ЕНЭС России;
- разработана программа модернизации ЕНЭС России на период до 2020 г., являющаяся

составной частью Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г.;

- разработан прогноз модернизации объектов ЕНЭС на период до 2030 г.

Программа модернизации ЕНЭС России на период до 2030 г. решает задачи устранения имеющихся «узких мест», обновления оборудования, а также развития основной электрической сети, обусловленного ростом нагрузки и вводом новых генерирующих мощностей.

Основные направления развития электрических сетей в ЕЭС России предусматривают развитие трех составляющих будущей Единой электрической сети России:

- общегосударственной (национальной), высшего уровня системообразующей сети, связывающей западные и восточные регионы страны мощными линиями электропередачи, позволяющими обеспечивать баланс мощности и электроэнергии на федеральном уровне, надежность системы электроснабжения страны и доступность к ней потребителей электроэнергии;
- основных сетей объединенных энергосистем;
- региональных распределительных сетей, сетей с распределенной генерацией.

На рассматриваемую перспективу высшим классом напряжения в ЕЭС России останется 1150 кВ для сетей переменного тока и 1500 кВ — постоянного тока. Основная роль этих электропередач будет заключаться совместно с ВЛ 500 кВ в создании электрического транзита Восток — Запад по нескольким направлениям (северное, центральное и южное).

Всего за период 2011—2030 гг. предусматривается ввод новых и реконструкция свыше 140 тыс. км ЛЭП напряжением 220 кВ и выше и 340 тыс. МВ·А трансформаторной мощности.

Объем финансирования программы модернизации ЕНЭС России на период до 2030 г. оценивается в 3,5 трлн руб. (в ценах 2010 г.), в том числе 1,65 трлн руб. до 2020 г.

Работа по разработке Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2020 г. с перспективой до 2030 г. 5 декабря 2012 г. рассмотрена и одобрена на совместном заседании Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС».

## Проблема интеллектуализации ЕЭС России и предпосылки ее решения

**Н. И. Зеленохат, проф., доктор техн. наук, академик Академии электротехнических наук РФ (НИУ МЭИ)**

В течение последних нескольких лет идея создания, а также преобразования Единой электроэнергетической системы (ЕЭС) России в интеллектуальную стала приобретать вполне определенные очертания как новое направление в развитии электроэнергетики. Эта идея переросла в проблему интеллектуализации ЕЭС России, решению которой стало уделяться особое внимание со стороны специалистов-электроэнергетиков и электроэнергетических учреждений [1–9]. Именно ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС России» (ФСК), приступая к решению проблемы модернизации и внедрения инновационных технологий в развитие электрических сетей, стало инициатором проекта создания «интеллектуальной электрической сети». Более полное название — «интеллектуальная энергосистема с активно-адаптивной сетью» (ИЭС ААС [1]), при этом подразумевается интеллектуализация всей ЕЭС России, что позволяет название упростить: «интеллектуальная энергетическая система» (ИЭС).

Идея развития ЕЭС России по пути ее интеллектуализации обсуждалась на международном энергетическом форуме в 2011 г. (г. Санкт-Петербург). Речь шла в основном о развитии магистрального электросетевого комплекса на «умной» основе, а также о конкретных проектах по интеллектуализации ЕЭС России.

На III Международном форуме «Электросетевой комплекс. Инновации. Развитие», состоявшемся 23–25 октября 2012 г. (г. Москва), на секции «Техника и технологии, применяемые при создании электрооборудования, систем управления и телекоммуникаций для интеллектуальных сетей», а также на совместно проведенных 24–25 октября 2012 г. (г. Москва) Седьмой Международной Неделе (форум) и саммите международной премии «Глобальная энергия» (МЭН.2012) на секции «Интеллектуальные энергетические системы» обсуждались не только концептуальные проблемы интеллектуализации ЕЭС России, включая и электрические сети, но и пути их решения.

19 декабря 2012 г. в Москве на IV международном энергетическом форуме «Инновации. Инфраструктура. Безопасность» на секции «Российская электроэнергетика: настоящее и будущее» тоже обсуждалась проблема интеллектуализации ЕЭС России.

Разработанной Минэнерго РФ и ОАО «СО ЕЭС» Программой модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г. также предусматривается создание эффективной системы управления функционированием и развитием ЕЭС России с использованием новых технологий управления производством, передачей и распределением электроэнергии, создание технологических интеллектуальных электроэнергетических систем. Программой предусматривается освоение перспективных энергетических технологий и образцов оборудования в области генерации электроэнергии с включением распределенной генерации на возобновляемых источниках энергии, создания технологий новых проводников для линий электропередачи и накопителей энергии, создания технологий прямого преобразования солнечной энергии и т.д. Актуальность таких разработок обосновывается лавинообразным нарастанием процессов старения основного оборудования электростанций и электрических сетей, увеличением относительных потерь электроэнергии в электрических сетях, возросшей удельной численностью персонала в отрасли электроэнергетики, сократившейся эффективностью капиталовложений, возросшими тарифами на электроэнергию, снизившейся эффективностью работы отрасли [10].

Однако при этом более весомые аргументы для обоснования необходимости проведения модернизации электроэнергетики России на самом высоком технологическом уровне не приводятся.

Прежде всего, это резко возросшая в последние годы аварийность в крупных энергообъединениях, сопровождавшаяся массовыми отключениями электропотребителей от электрической сети с большими ущербами для экономики наиболее развитых стран Европы и Америки. Так, в 2003 г. в США произошла крупная авария с каскадным развитием, сопровождавшаяся асинхронным ходом по линиям электропередачи между энергосистемами восьми штатов США и канадской провинции Онтарио. Из-за последовавшей аварийной перегрузки линий и низких уровней напряжения в узлах ЭЭС были отключены защиты 16 линий 138 кВ, а также линия 345 кВ. Вследствие этого стали загружаться связи в смежных ЭЭС. Это привело к их последовательной перегрузке и отключению защитами. Затем произошло нарушение устойчивости по связям между Канадой и США, и возник асинхронный ход. В результате

аварии 50 млн потребителей в США и Канаде остались без электропитания, причем экономический ущерб составил миллиарды долларов.

В том же году произошла крупнейшая авария в энергообъединении стран Евросоюза. Сначала аварийно отключилась ВЛ 380 кВ на связи Швейцария — Италия вследствие ее недопустимой перегрузки. Затем из-за перегрузки и возникшего КЗ отключилась и вторая линия 380 кВ той же связи. Из-за возникшего асинхронного хода по межсистемным связям действием делительной автоматики были отключены 10 линий 220 — 380 кВ связи Италии с ЭЭС других стран Европы, вследствие чего ЭЭС Италии, Южная Швейцария и небольшой район Франции выделились на изолированную работу с собственной частотой. В ЭЭС Италии произошло снижение частоты до критического уровня — 47,5 Гц, а затем и ее полное погашение.

В ОЭС Урала в июле 2005 г. также произошла крупная авария с выделением на изолированную работу Пермско-Закамского энергорайона и отключением электропотребителей. Также имели место разрушительные с тяжелыми последствиями системные аварии в Москве (2005 г.), Санкт-Петербурге (2009 г.), Бразилии (2009 г.), Нью-Йорке (2012 г.) и других странах.

Негативные последствия асинхронного хода для ЭЭС и увеличивающаяся по мере развития аварии опасность лавинообразного характера нарушения устойчивости делают необходимым принятие мер в целях ликвидации асинхронных режимов, в частности применение автоматики ликвидации асинхронного режима, действующей, в основном, на деление электрической сети. Однако в большинстве случаев разрыв связей из-за перегрузки остающихся в работе линий электропередачи и образующихся дефицитов мощности приводит к усугублению последствий. Поэтому обеспечение успешной ресинхронизации ЭЭС после кратковременного асинхронного хода по межсистемным связям в результате реализации управляющих воздействий до введения рыночных отношений в электроэнергетике считалось в ЕЭС России более предпочтительным, чем разделение энергообъединения на несинхронно работающие части [11, 12].

Также весомым аргументом является возможность изготовления и внедрения устройств управления нового типа и силовых технологий FACTS, автоматизированных цифровых подстанций и электростанций, современных информационных и компьютерных технологий, автоматических регуляторов возбуждения и устройств автоматики и защиты на микропроцессорной основе [13].

Для предотвращения возможности развития в энергообъединениях аварий, особенно наиболее

тяжелых с каскадным их развитием, необходимо осуществлять скоординированное управляющее воздействие как на режимные характеристики межсистемных связей электрической сети, так и на генерацию и потребление электрической энергии, что и должно найти отражение в концепции создания ИЭС ААС. Однако перечисленные направления проведения работ хотя и важны, но не равноценно значимы. Необходимо провести ранжирование конкретных разработок с выделением из них наиболее приоритетных с учетом следующего.

Понятие интеллектуальная энергосистема предопределяет необходимость разработки теории функционирования таких энергосистем с ориентацией на использование новых принципов и систем управления их режимным состоянием, применение новых технологий типа FACTS для управления перетоками мощности по линиям электропередачи, а также применение новых средств измерения параметров режима, в частности PMU и МИП, новых научно обоснованных алгоритмов управления для повышения эффективности функционирования ЕЭС в различных эксплуатационных режимах. Потребуются новые информационные технологии не только в части сбора, преобразования, передачи, но и представления и использования информации в устройствах управления и системах визуализации информации о процессах в реальном времени.

Однако только этого недостаточно. Следует обратить внимание на то, что возникает необходимость в разработке более эффективных алгоритмов управления, формируемых на основе применения новых теоретических разработок по управлению большими динамическими системами, к классу которых относятся энергообъединение ЕЭС России и энергообъединения других стран. Отсутствие таких алгоритмов управления и позволяющей их синтезировать соответствующей теории интеллектуальных энергетических систем является сдерживающим фактором при создании автоматизированных систем управления, функционирующих в реальном времени. Нетрудно убедиться, что из самого определения «интеллектуальная электроэнергетическая система» вытекает необходимость создания системы управления, обладающей «мыслительными способностями» в отношении режимных изменений технологических процессов в ЕЭС, которая могла бы принимать решения, свойственные человеческому разуму, т.е. могла бы выполнять функции диспетчерского и оперативного персонала, но с более высокой эффективностью и быстродействием, чтобы действием такой системы достигался необходимый положительный эффект от управления в таких условиях, когда оказываются неэффективными обычно применяемые системы управления.



Для решения проблем создания интеллектуальной ЕЭС России прежде всего необходимо разработать основные положения теории управления такими крупными энергообъединениями. В основу такой теории могут быть положены принципы, которые можно сформулировать, исходя из принципов, применяемых при построении кибернетических систем [14, 15]:

- иерархическое построение системы управления;
- использование в разработках информационной модели ЭЭС (сложных ЭЭС и их объединений) методов декомпозиции и эквивалентирования;
- максимально возможное сжатие информации о состоянии объекта управления;
- использование понятия «черного ящика» для отдельных частей ЭЭС (подсистем) как сложного по структуре объекта управления;
- информационная модель иерархически должна быть не менее сложной, чем сам объект управления, т. е. энергообъединение;
- принятие решения на основе простых алгоритмов в первый же момент изменения состояния объекта управления и затем с течением времени уточнение и корректировка первоначального решения;
- обеспечение действенности принимаемых решений, т. е. не утрачивающих свою

значимость к моменту их реализации исполнительными органами объекта управления.

На основе этих принципов применением методов оптимального управления могут быть синтезированы алгоритмы управления для сложных ЭЭС.

При синтезе алгоритмов управления для устройств типа FACTS в ряде случаев целесообразно исходить из рассмотрения не только сложных, но и простых эквивалентных схем исследуемых ЭЭС. Простые эквивалентные схемы ЭЭС могут быть получены при управлении крупными энергообъединениями, если использовать иерархический принцип построения системы управления, согласно которому сложное энергообъединение (ЕЭС) представляется информационной моделью, состоящей из нескольких взаимосвязанных электроэнергетических подсистем (ПЭЭС). В основу формирования таких подсистем могут быть положены электростанции (ЭС) с энергоагрегатами (ЭА), электроэнергетические системы (ЭЭС). Сами ЭЭС объединяются межсистемными связями в электроэнергетические объединения (ОЭС) и далее на самом высоком уровне иерархии ОЭС объединяются в ЕЭС. Таким образом, можно рассматривать ЕЭС России как иерархическую структуру взаимосвязанных подсистем ПЭЭС на разных уровнях иерархии, которая в принципе отражает существующую многоуровневую структуру ЕЭС России: ЭА — ЭС — ЭЭС — ОЭС — ЕЭС (рис. 1). Поэтому

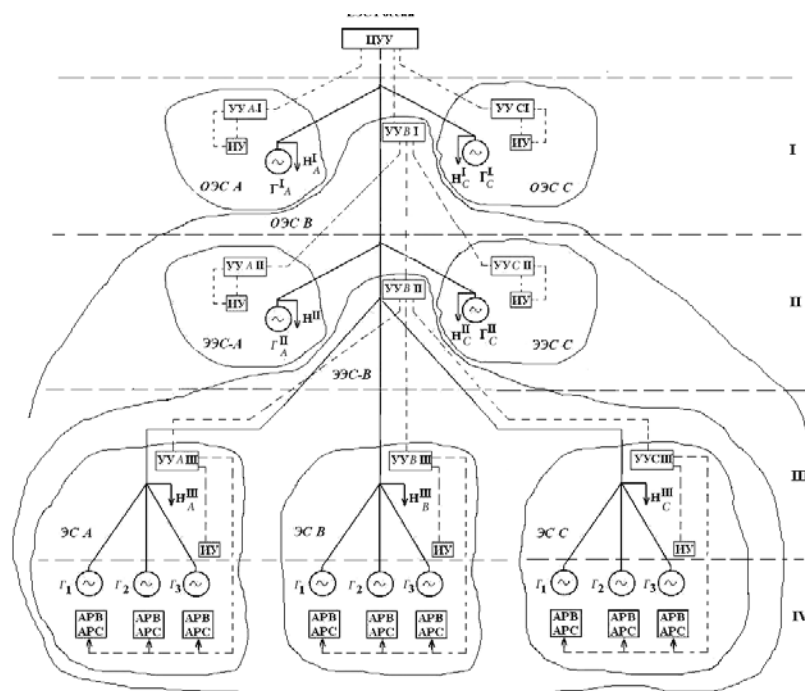


Рис. 1. Иерархическая структура ЕЭС России с отображением потоков информации по каналам связи:

ЦУУ — центральное устройство управления; I—IV — уровни иерархии; УУ — устройства управления; А, В, С — подсистемы на соответствующем уровне (I—IV); АРВ — автоматическое регулирование возбуждения; АРС — автоматическое регулирование скорости турбины



на каждом уровне такой структуры можно говорить об электроэнергетических подсистемах соответствующего иерархического уровня и связях: системообразующих внутри ЭЭС между ЭС, межсистемных внутри ОЭС между ЭЭС и внутри ЕЭС между ОЭС, а также отображать потоки информации по каналам связи.

Синтезируемые алгоритмы управления режимами межсистемных связей должны быть адаптированными к изменениям их состояния и связываемых подсистем ПЭЭС в энергообъединениях.

При создании информационной модели ЕЭС особую значимость приобретает представление каждой из подсистем в виде эквивалентного энергоагрегата как целого [15], которое получило название *информационное эквивалентирование*. Его применение к ПЭЭС позволяет представлять в динамике каждую ПЭЭС, содержащую  $m$  энергоагрегатов, как целое с параметрами  $\delta_3, \omega_3, \varepsilon_3$ , определяемыми на основе теоремы о движении центра инерции системы в виде

$$P_3 = \sum_{i=1}^m T_i P_i, P_{i3} = P_i - P_3 \quad (1)$$

с учетом соотношений

$$T_i = \frac{T_{J_i}}{T_{J_3}}; T_{J_3} = \sum_{i=1}^n T_{J_i},$$

где  $T_{J_i}$  — постоянная инерции энергоагрегата  $G_i$ ;  $P_i = \delta_i, \omega_i, \varepsilon_i$  — соответственно угол сдвига ротора генератора  $G_i$ , скорость его изменения и ускорение;  $P_3$  и  $P_{i3}$  — обобщенные параметры режима ( $P_3 = \delta_3, \omega_3, \varepsilon_3$ ;  $P_{i3} = \delta_{i3}, \omega_{i3}, \varepsilon_{i3}$ ).

Если по какой-либо причине один или несколько генераторов выпадают из синхронизма, то они исключаются из состава соответствующей подсистемы на время переходного процесса при рассматриваемом возмущении. Таким образом, обобщенные параметры вычисляются выполнением простых операций с параметрами движения агрегатов. Результаты вычислений параметров переходного процесса при этом могут быть представлены одновременно и в виде параметров отдельных энергоагрегатов  $P_i$  и в виде обобщенных эквивалентных  $P_3$  и  $P_{i3}$ . В связи с этим появляются новые возможности для оценки и диагностики развития переходных электромеханических процессов в сложных энергосистемах и для синтеза алгоритмов управления.

В качестве примера на основе метода динамического программирования с использованием дифференциального уравнения Беллмана могут быть получены управляющие воздействия  $u_i$  для АРВ каждого

генератора в ЭЭС в виде функции от параметров режима всех  $n$  синхронных генераторов в ЭЭС [16, 17]. Однако в этом случае требуется передача информации на каждую электростанцию  $i$  об углах сдвига  $\delta_i$  и скоростях  $\omega_i$  движения роторов генераторов ЭЭС, избыточных мощностях  $\Delta P_{\text{изб}i}$  на энергоагрегатах, ЭДС  $E_i$ , проводимостях элементов электрической сети и других параметров в устройства АРВ, устанавливаемых на электростанциях  $i$ , что создает затруднения при реализации. Для измерения углов сдвига роторов  $\delta_{ij}$  и скорости  $\omega_{i3}$  требуется применение векторного измерения с установкой регистраторов (РМУ или МИП) на каждой электростанции и использование спутниковой связи GPS или ГЛОНАСС и волоконно-оптических каналов связи для их передачи. Все это также создает затруднения при реализации.

Введением упрощающих преобразований и допущений могут быть получены упрощенные алгоритмы, в том числе и наиболее простой:

$$u_i = k_{\omega_{i3}} \omega_{i3}, \quad (2)$$

где  $\omega_{i3}$  — обобщенный параметр, учитывающий взаимное движение ротора всех генераторов  $i$  и всей ЭЭС как целого;  $k_{\omega_{i3}}$  — настроечный коэффициент.

Для реализации алгоритма (2) в АРВ вводится канал стабилизации.

На рис. 2 представлены характеристики  $\delta_{i3}(t)$  для генераторов  $G_1 — G_6$  ЭЭС при КЗ для одних и тех же исходных условий. При отсутствии канала стабилизации (коэффициент  $k_{\omega_{i3}} = 0$ ) переходный процесс в ЭЭС не затухает, а при введении канала стабилизации наблюдается его интенсивное затухание. В этом случае объем используемой информации резко сокращается.

Проведенные исследования показывают, что применением АРВ на микропроцессорной основе с алгоритмом управления, содержащим обобщенный параметр  $\omega_{i3}$ , обеспечивается интенсивное затухание качаний роторов генераторов в ПЭЭС. Стало быть, при внешних КЗ в переходных режимах движение подсистем ПЭЭС на уровне ЭЭС в энергообъединениях ОЭС можно рассматривать как движение целого, т.е. как одного эквивалентного генератора (информационное эквивалентирование). Обобщенные параметры  $\omega_{i3}$  и их производные  $\varepsilon_{i3}$  могут использоваться в алгоритмах управления АРВ и в устройствах противоаварийного управления в ПЭЭС при возникновении в них КЗ, а также при возникновении КЗ на примыкающих к ним межсистемных связях, но может происходить и нарушение устойчивости с выходом из синхронизма подсистем, имеющих слабые связи с соседними ПЭЭС, и возникновением асинхронного хода по таким связям.

В этом случае для обеспечения быстрой ресинхронизации необходимо управлять перетоком мощности по таким межсистемным связям с помощью устройств управления, размещаемых непосредственно на линиях электропередачи таких связей. В связи с этим разработан алгоритм управления перетоком активной мощности по межсистемной связи при возникновении по ней асинхронного хода посредством воздействия на выключатель линии электропередачи связи.

Применительно к двухподсистемной ЭЭС (рис. 3) выполнены расчеты при асинхронном ходе по межсистемной связи между ПЭЭС А и В. На линии электропередачи (ВЛ) устройством управления перетоком мощности (УУПМ) осуществляется воздействие на выключатель линии связи таким образом,

чтобы мощность  $P_{ВЛ}$  по линии передавалась из энергоизбыточной ПЭЭС А в энергодефицитную ПЭЭС В, а в обратном направлении в течение асинхронного хода была равна нулю при каждом взаимном провороте векторов напряжений по концам линии связи.

Анализ характеристик  $\delta_i(t)$  на рис. 4, а и мощности  $P_{ВЛ}(t)$  на рис. 4, б показывает, что при асинхронном ходе без управления перетоком мощности ресинхронизация не происходит. Анализ таких же характеристик на рис. 5, а и б позволяет установить, что в рассматриваемом случае после четырех проворотов векторов напряжений по концам линии, можно сказать, взаимных проворотов роторов «эквивалентных генераторов» подсистем А и В, восстанавливается синхронная работа ПЭЭС в ЭЭС, через 8 с происходит ресинхронизация.

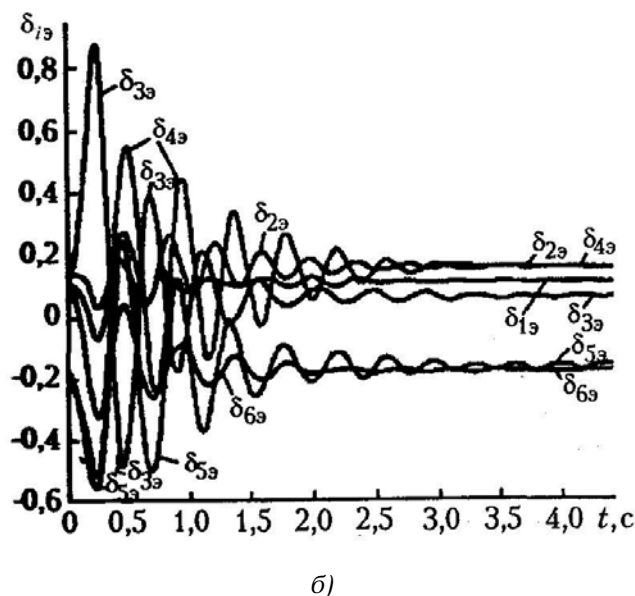
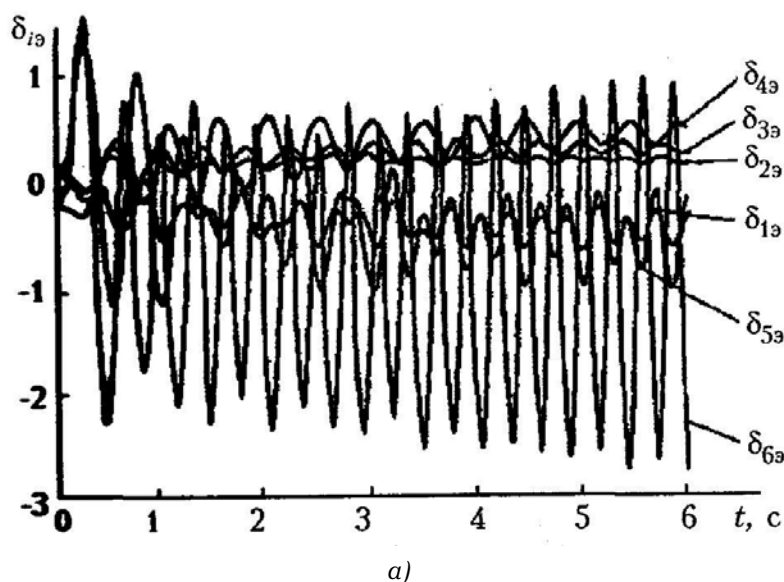


Рис. 2. Характеристики  $\delta_{i3}(t)$ :

а — при отсутствии АРВ и каналов стабилизации; б — при учете АРВ и каналов стабилизации

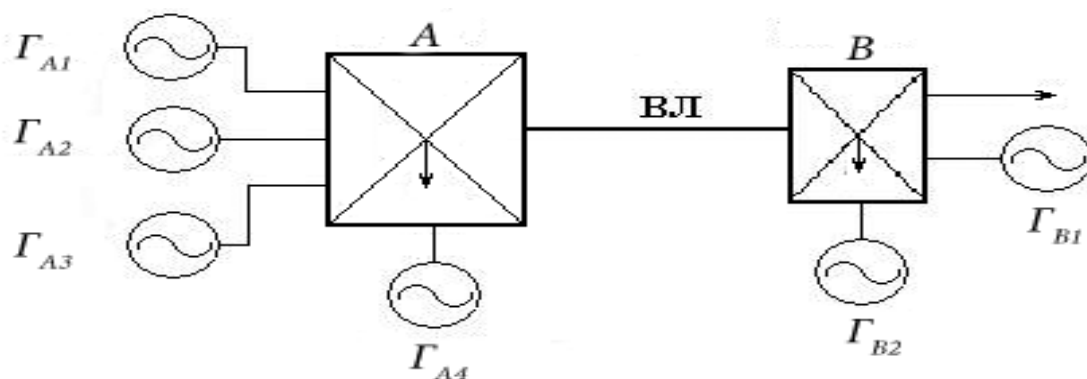
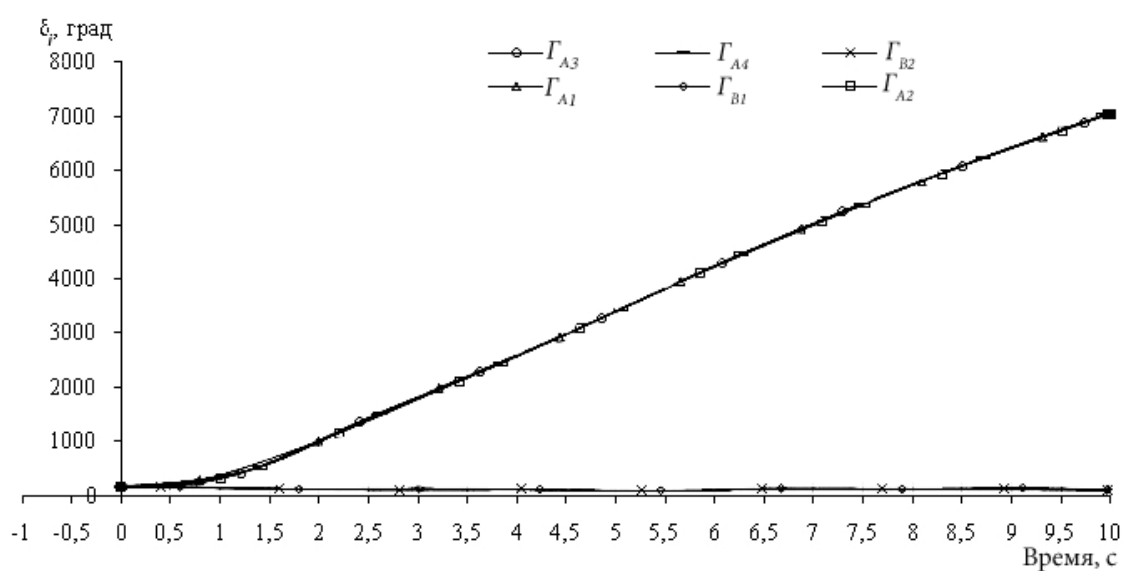
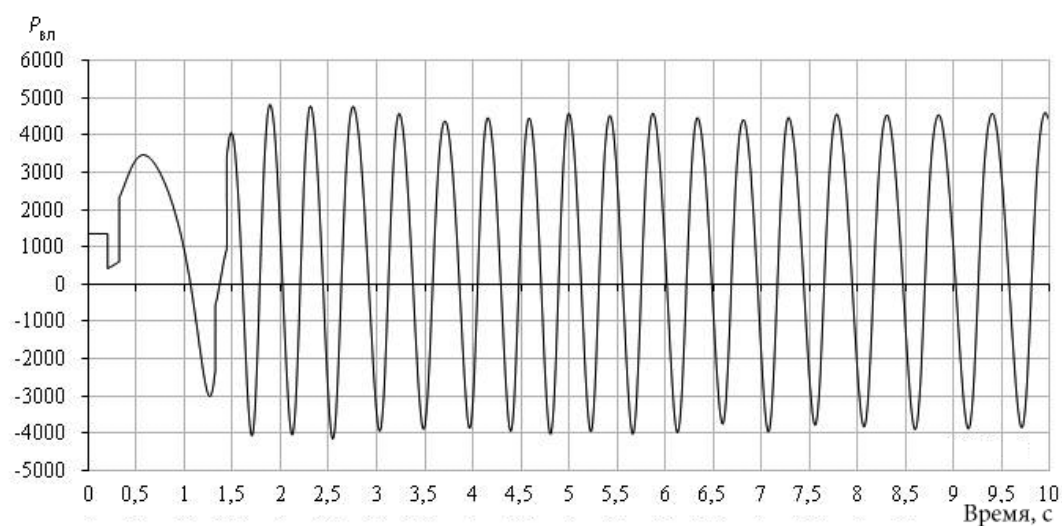


Рис. 3. Эквивалентная схема двухподсистемной ЭЭС

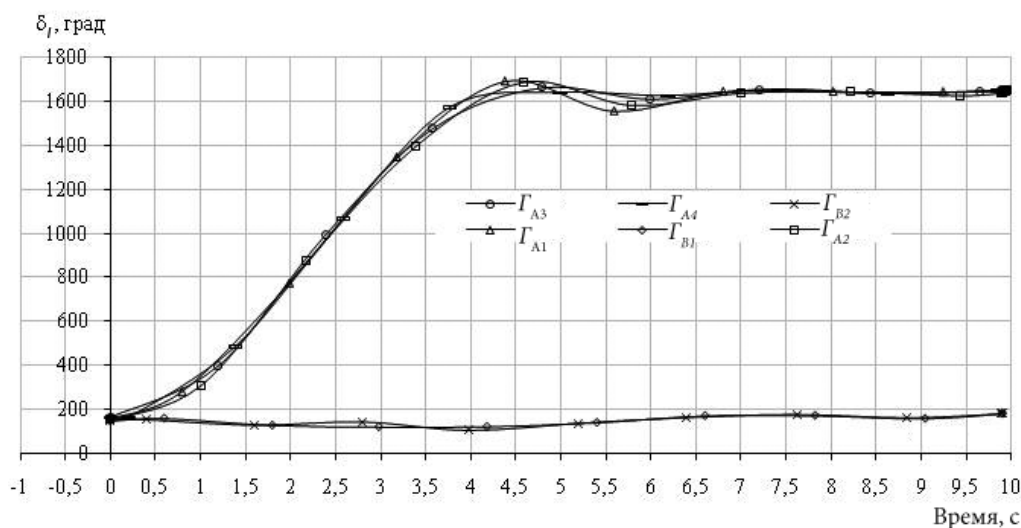


а)

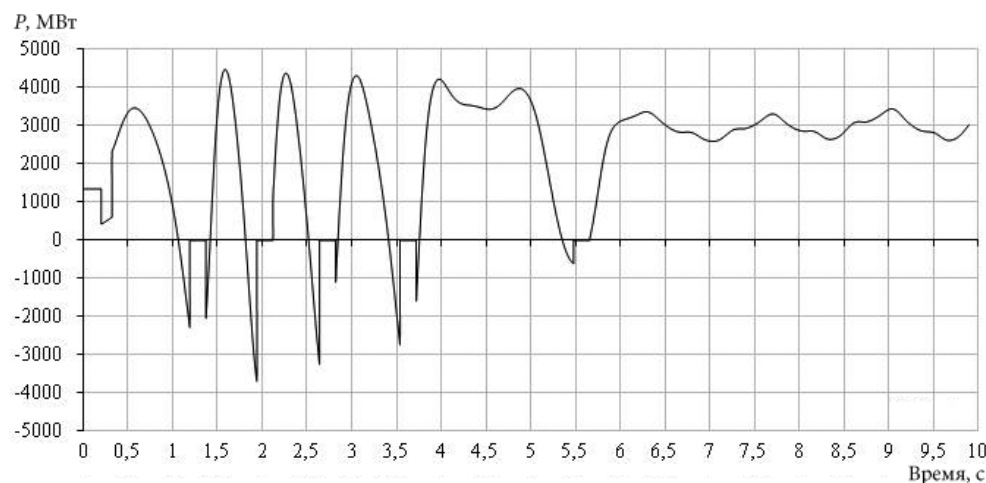


б)

Рис. 4. Режимные характеристики углов подсистем  $\delta_i(t)$  (а) и перетоков мощности  $P_{вл}(t)$  (б) по межсистемным связям при асинхронном ходе в ЭЭС при отсутствии управления



а)



б)

Рис. 5. Режимные характеристики углов подсистем  $\delta_i(t)$  (а) и перетоков мощности  $P_{\text{вд}}(t)$  (б) по межсистемной связи при асинхронном ходе в ЭЭС при наличии управления

Эффективность управления с УУПМ подтверждается также исследованиями асинхронных режимов в сложных многоподсистемных ЭЭС при несинхронной работе нескольких подсистем. Их ресинхронизация может происходить после нескольких циклов асинхронного хода по межсистемным связям [5]. Если в течение двух — трех циклов отключения/включения выключателей на межсистемных связях синхронная работа подсистем не восстанавливается, то в энергодефицитной ПЭЭС отключается часть нагрузки.

Одновременно управлением возбуждением генераторов в ПЭЭС с использованием обобщенных параметров режима и перетока мощности по межсистемным связям можно обеспечить затухание взаимных качаний роторов генераторов в каждой

из ПЭЭС и ресинхронизацию подсистем, предотвращая тем самым каскадное развитие тяжелых системных аварий в крупных энергообъединениях, включая и ЕЭС России.

Для устройств управления типа FACTS разработаны алгоритмы управления перетоком мощности по межсистемным связям, содержащим параллельно включенные линии электропередачи разных классов напряжения, из условий повышения пропускной способности межсистемной связи в целом, а также снижения потерь мощности и сглаживания колебаний передаваемой активной мощности по связи при синхронной работе как в стационарных, так и в переходных режимах, которые частично реализованы на электродинамической модели (ЭДМ) МЭИ и в цифровом моделирующем комплексе RTDS «ВНИИР».

Таким образом, можно считать возможным проведение комплексных исследований на физических и цифро-аналоговых моделях эффективности работы отдельных объектов ЕЭС России в рамках преобразования ее в интеллектуальную.

Частично в таком же направлении, но более масштабно, учеными Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета (НИ ИрГТУ) в сотрудничестве с Институтом систем энергетики СО РАН им. Л. А. Мелентьева проводятся исследования по реализации идеологии Smart Grid. Создается лаборатория Smart Grid, которая оснащается современным оборудованием для выполнения научных исследований по приоритетным направлениям в электроэнергетике не только России, но и других стран. Предусматривается проведение исследований функционирования интеллектуальных энергосистем с виртуальными электростанциями (Virtual Power Plants — VPP), т.е. содержащими интегрированные источники распределенной генерации, а также информационные и коммутационные технологии в интеллектуальных энергосистемах [18].

В Московском национальном исследовательском университете «МЭИ» (НИУ «МЭИ») проводятся исследования по отдельным принципиально важным направлениям решения проблемы создания ИЭС, основу которых составляет решение технических и технологических проблем по преобразованию энергообъединений и всей ЕЭС России в интеллектуальные, функционирующие по аналогии с техническими системами, содержащими элементы «искусственного разума». Разработана идеология и алгоритмическая модель автоматизированной системы управления переходными режимами (АСУПР) для интеллектуализации крупных энергообъединений (ЕЭС России).

На физической электродинамической модели (ЭДМ) нового поколения проводятся испытания модульных блоков АСУПР, в частности управляющих устройств, осуществляющих групповое управление возбуждением синхронных генераторов и частотой вращения их роторов с использованием алгоритмов управления, синтезированных с применением энергетического подхода и метода Беллмана. Выполненными расчетами и испытаниями на ЭДМ подтверждена их высокая эффективность, а также алгоритмов управления перетоками мощности по межсистемным связям при возникновении по ним асинхронного хода, что позволяет предотвращать перерастание системных аварий в каскадные.

С использованием второго метода Ляпунова и энергетического подхода синтезированы алгоритмы управления перетоком мощности

по межсистемным связям при возникновении по ним асинхронного хода и подтверждена расчетами и экспериментально на ЭДМ их высокая эффективность. Можно считать, что осуществлена верификация эффективности функционирования основных блоков (элементов) системы АСУПР.

На основе разработанных в НИУ «МЭИ» энергетических подходов синтезированы алгоритмы управления электрическим торможением роторов генераторов в переходных режимах с ориентацией на использование новых измерительных и информационных технологий, что позволяет сохранить синхронную работу при авариях в подсистемах.

В настоящее время работы по созданию ИЭС должны проводиться широкомасштабно с привлечением научно-исследовательских учреждений и промышленных предприятий и, безусловно, интегрироваться с работами по реализации Smart Grid.

Особого внимания заслуживает организация подготовки специалистов по направлению «Интеллектуальные электроэнергетические системы (Smart Grid), а также повышение их квалификации, введение цикла лекций по новому направлению для бакалавров и магистров, издание учебных пособий, а для аспирантов и докторантов и монографий, что частично уже реализуется в НИУ «МЭИ»<sup>1</sup>.

### Заключение

В России по инициативе ОАО «ФСК ЕЭС России» ведутся работы по созданию интеллектуальной электроэнергетической системы страны, а в иной интерпретации интеллектуальной энергетической системы с активно-адаптивной сетью. В основу концепции ее создания, как и в Smart Grid, заложены принципы управления и генерацией, и электрическими сетями.

Интеллектуализация ЕЭС России не должна интерпретироваться как простая модернизация, так как она включает в себя не только применение силового оборудования, создаваемого на базе новых технологий, но и переход на самый высокий уровень управления с учетом взаимосвязи всех объектов управления единым технологическим процессом.

Основными стимулами создания ИЭС в России являются достижения в области силовой электротехники, разработки и реализации информационных

<sup>1</sup> В печати (Издательский дом МЭИ) находится книга «Интеллектуализация ЕЭС России (инновационные предложения)» (автор Н.И. Зеленохат), которая признана Победителем в Ежегодном Конкурсе рукописей учебной, научно-технической и справочной литературы по электроэнергетике 2012 г. Организаторы Конкурса ОАО «ФСК ЕЭС», НИУ «МЭИ» и Фонд развития МЭИ.



систем и микропроцессорных управляющих устройств, а также тяжелые последствия крупнейших аварий в нескольких энергообъединениях развитых стран в 2003 – 2005 гг.

Однако разработка научно обоснованных и наиболее эффективных алгоритмов управления, формируемых на базе последних достижений в развитии теории управления, только начинается. Такие алгоритмы управления и должны наполнить конкретным содержанием понятие «интеллектуальная» энергосистема. Здесь уместно обратить внимание на то, что именно несовершенство управления режимами энергообъединений и приводило к каскадному развитию системных аварий в 2003 – 2005 гг. В связи с этим необходимо ранжирование конкретных направлений исследований и выполнение работ по созданию ИЭС с выделением наиболее приоритетных из них, что и нашло отражение в данной статье.

#### **Литература**

1. **Чистяков В. Н.** Интеллектуальная энергосистема// Бизнес-навигатор. Приложение к общероссийской газете «Энергетика». Июнь 2010.
2. **Макаров А. А., Дорофеев В. В.** Активно-адаптивная сеть — новое качество ЕЭС России//Энергоэксперт. 2009. № 4.
3. **Воропай Н. И., Ефимов Д. Н., Попов Д. Б., Ретанц К., Хегер У.** Разработка селективной автоматики предотвращения и ликвидации асинхронных режимов с использованием РМУ//СИГРЭ. Москва. 7 – 10 сентября. 2009.
4. **Алексеев Б. А.** Электрические сети противостоят авариям//Энергоэксперт. 2010. № 5.
5. **Зеленохат Н. И.** Концептуальные проблемы интеллектуализации электрических сетей ЕЭС России//Изв. АЭН РФ. 2010. № 2.
6. **Вариводов В. Н., Коваленко Ю. А.** Интеллектуальные электроэнергетические системы//Электричество. 2011. № 9.
7. **Бердников Р. Н., Дементьев Ю. А., Моржин Ю. И., Шакарян Ю. Г.** О концепции интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью//Электрические станции. 2011. № 12.
8. **Шакарян Ю. Г., Новиков Н. А.** Технологическая платформа Smart Grid (основные средства)//Энергоэксперт. 2009. № 4.
9. **Чистяков В. Н., Зеленохат Н. И., Нудельман Г. С.** Концептуальные проблемы создания интеллектуальной электрической сети//II Всероссийская научно-практическая конференция «Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем» Энерго-2012.
10. **Молодюк В. В., Баринов В. А., Исамухамедов Я. Ш.** Оценка результатов разработки Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г.//Энергетик. 2012. № 7.
11. **Веников В. А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высшая школа. 1985.
12. **Хачатуров А. А.** Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. М.: Энергия. 1977.
13. **Shahidehpour M.** Smart Grid: A New Paradigm for Power Delivery//IEEE Bucharest Power Tech, Bucharest, Romania, June 28-July 2, 2009.
14. **Винер Н.** Кибернетика или управление и связь в животном и машине. Пер. с англ. М.: Советское радио, 1968.
15. **Зеленохат Н. И.** Эквивалентное представление характеристик переходного электромеханического процесса в сложной системе//Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1969, № 4.
16. **N. Zelenokhat, O. Zelenokhat, S. Lianzberg.** Bellman's dynamic programming method applied to the synthesis of control algorithms for the excitation of synchronous generators//17<sup>th</sup> PSCC, Stockholm, Sweden, 22 – 26 august 2011 (PS20, 344).
17. **N. Zelenokhat, S. Lianzberg, O. Zelenokhat.** Forming of Simplified Forms of Synchronous Generator Excitation Control Algorithms and comparison of their efficiency//8th IFAC Symposium on Power Plants & Power Systems Control, 2 – 5 September 2012, Toulouse — France.
18. **Smart Grid** научит ученых ИргТУ проектировать виртуальные электростанции//Информационный портал «Байкал24», 06.05.12.

# Проект строительства ветроэлектростанции установленной мощностью 60 МВт на территории п. Мирный Ейского района Краснодарского края

**Н. В. Богородицкая, А. С. Горбунов, Г. В. Ермоленко, канд. техн наук, А. В. Никомарова, М. А. Рыженков (ООО «ВЭС»)**

В России, несмотря на кажущуюся обеспеченность запасами органического топлива, имеются обширные энергодефицитные регионы, пригодные для эффективного применения сетевых возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Краснодарский край по своим климатическим и природным особенностям, активно развивающейся экономике, развитой сетевой инфраструктуре и наличию существенного дефицита энергоснабжения является одним из наиболее привлекательных регионов для развития возобновляемой энергетики.

## Проблема дефицита электроэнергии в Краснодарском крае

Электропотребление Кубанской энергосистемы ежегодно увеличивается. Даже в условиях развития мирового финансового кризиса 2009 – 2010 гг., когда электропотребление электроэнергии в целом по энергосистеме России уменьшилось, в Кубанской энергосистеме сохранилась положительная динамика роста электропотребления как электрической энергии, так и мощности. Так, за прошедший период (2006 – 2010 гг.) прирост объемов потребления электрической энергии составил 2718 млн кВт·ч, или 15,3%. Полное потребление электрической энергии Кубанской энергосистемы в 2010 г. достигло 20601 млн кВт·ч и превысило максимальное потребление, зафиксированное в советский период развития экономики Краснодарского края в 1991 г. на 3711 млн. кВт·ч, или 18%. За этот период среднегодовой рост электропотребления Кубанской энергосистемы составил 3,7%. Потребление электрической энергии потребителями Кубанской энергосистемы лишь частично покрывается существующими на территории Краснодарского края электростанциями. Генерирующее оборудование электростанций представлено в основном тепловыми установками: паровыми энергоблоками, газовыми турбинами и современным оборудованием, использующим парогазовый цикл. Также в энергосистеме Кубани присутствует гидрогенерация и генерация независимых поставщиков розничного рынка (блок-станций). В последнее время число тепловых электростанций в Кубанской энергосистеме увеличивается за счет ввода в эксплуатацию ПГУ-410 на Краснодарской ТЭЦ и строительства Адлерской

ТЭС в составе двух ПГУ-180. Выработка электроэнергии электростанциями в пятилетнем периоде существенно не изменялась. В 2010 г. объем собственной выработки электростанций Кубанской энергосистемы составил 6590 млн кВт·ч, что составляет 32% потребления региона.

Таким образом, Кубанская энергосистема является остродефицитной. Покрытие дефицита электроэнергии и мощности осуществляется в основном по сети 220 – 500 кВ из Ростовской и Ставропольской энергосистем. При прохождении максимума нагрузок 3558 МВт в 22:00 11.08.10 энергосистема Кубани несла максимальную располагаемую нагрузку. При этом покрытие собственными электростанциями составило лишь 25,3% потребления энергосистемы. В феврале текущего года был зафиксирован очередной исторический максимум нагрузки Кубанской энергосистемы — 3977 МВт.

Оценка показателей электропотребления и максимума нагрузок при реализации намеченного социально-экономического развития на территории Краснодарского края и Республики Адыгея показала, что электропотребление Кубанской энергосистемы к 2018 г. достигнет 31863 млн кВт·ч, что на 54,6% больше электропотребления 2010 г. Прогнозный максимум нагрузки Кубанской энергосистемы в 2018 г. составит 5631 МВт, или 58,2% к факту 2010 г. Кубанская энергосистема остается дефицитной на всем прогнозном периоде до 2018 г. Причем к концу прогнозного периода дефицит возрастает (рис. 1).



Рис. 1. Прогноз годовых максимумов потребления мощности, максимум генерации и дефицита Кубанской энергосистемы до 2018 г.

Кубанскую энергосистему можно разделить на несколько условных зон (энергорайонов) в которых сосредоточена основная нагрузка электропотребления и мощности. Наибольший процент роста электропотребления и мощности наблюдается в юго-западном, центральном и южном энергорайонах.

Прирост максимума нагрузки в различных энергорайонах Кубанской энергосистемы существенно различается. Так среднегодовой прирост максимума нагрузки юго-западного энергорайона, более чем в 2,5 раза превышает соответствующий показатель по энергосистеме. Из-за дефицитности Кубанской энергосистемы, а также в связи с повышением доли генерации ТЭС, ввод экологически чистых и использующих возобновляемые природные ресурсы ВЭС является чрезвычайно актуальным.

### **Развитие ветроэнергетики как один из способов решения проблемы энергодефицита**

Рассчитанные дефициты могут частично покрываться за счет передачи мощности из соседних ОЭС. Однако интенсивное развитие экономики будет приводить к существенному уменьшению избытков мощности в соседних ОЭС. Поэтому покрытие дефицита в ОЭС Юга, в частности в энергосистеме Краснодарского края, будет возможным, в основном, за счет интенсификации развития нетрадиционной энергетики с использованием возобновляемых источников энергии.

Вовлечение в энергетический баланс возобновляемых источников энергии — одно из стратегических направлений развития Краснодарского края. Развитие энергетики Краснодарского края на основе энергии ветра целесообразно по ряду причин:

- растущий дефицит собственных традиционных топливно-энергетических ресурсов;
- значительный ветропотенциал;
- высокая экологичность технологий ветроэнергетики;
- динамика роста стоимости электроэнергии и тепла значительно повышают инвестиционную привлекательность проектов по строительству ВЭС;
- стабильный рост экономического развития Краснодарского края;
- обширные прибрежные зоны Азовского и Черного морей, а также протяженная область Армавирского ветрового коридора (зона интенсивных постоянных по силе и направлению ветров) представляют практический интерес для масштабного развития ветроэнергетики.

Ейский район — один из наиболее интенсивно развивающихся районов Краснодарского края. Максимум потребления Ейского энергоузла в 2011 г. превысил 100 МВт. Ейский энергоузел является «тупиковым» и получает питание от единственного источника — шины 110 кВ ПС 220/110 Староминская, которая в свою очередь получает питание от ВЛ 220 кВ Староминская — АЗО со стороны Ростовской энергосистемы, ВЛ 220 кВ Староминская—Каневская со стороны Кубанской энергосистемы, а также от ВЛ 110 кВ Староминская—Шкуринская и ВЛ 110 кВ Староминская—Ромашки. Ейский энергорайон фактически получает питание от трех тупиковых ВЛ 110 кВ с многочисленными отпайками. Отключение любого участка первых двух ВЛ 110 кВ приводит к погашению либо подстанций полностью, либо соответствующих секций шин. Отключение ВЛ 110 кВ Староминская—Коммунар приводит к погашению ПС 110 кВ Коммунар, Албаши и двух секционированных шин 110 кВ ПС Ясенская.

Исходя из вышеуказанного, а также в связи с большой протяженностью и относительно высокой аварийностью ВЛ 110 кВ, схема электроснабжения потребителей Ейского энергоузла является крайне ненадежной.

Единственным источником генерации энергоузла в настоящий момент является Ейская газопоршневая ТЭЦ мощностью 18 МВт, подключенная к шинам 6 кВ ПС Ейск-1.

В соответствии с данными зимнего контрольного замера 2010 г. (в 18:00) потребление Ейского энергоузла составило 80,7 МВт (без учета нагрузки 6 — 35 кВ, подключенной непосредственно к ПС 220/110 Староминская). Основная доля нагрузки приходится на ПС Ейск-1 и ПС Ейск-2.

В соответствии с данными летнего контрольного замера 2010 г. (в 4:00) потребление Ейского энергоузла составило 50,3 МВт (без учета нагрузки 6 — 35 кВ, подключенной непосредственно к ПС 220/110 Староминская). В настоящий момент район является на 80 % энергодефицитным. В то же время ветровые характеристики определяют район г. Ейска как один из самых приоритетных районов для сооружения ВЭС в Южном Федеральном округе.

Перечисленные факторы явились основанием для реализации в этом районе проекта строительства ветроэлектрической станции (ВЭС) установленной мощностью 60 МВт, что позволит снизить дефицит генерации Ейского энергоузла и уменьшить потери на транспорт электроэнергии (в том числе из смежной Ростовской энергосистемы).

## Описание проекта

Проект предусматривает строительство ветроэлектростанции суммарной установленной мощностью 60 МВт (20 ветрогенераторов мощностью по 3 МВт) на территории п. Мирный Ейского района Краснодарского края.

Площадка ВЭС «Мирный» расположена в Ейском энергоузле Кубанской энергосистемы на территории Ленинградских электрических сетей ОАО «Кубаньэнерго». Включение в работу ВЭС «Мирный» позволит снизить дефицит района до 15 % (с учетом коэффициента использования установленной мощности ВЭС (КИУМ), равном 0,403), а также уменьшить прием мощности ПС 220/110 кВ Староминская по ВЛ 220 кВ Староминская—А30, Староминская—Шкуринская, Староминская—Ромашки.

## Оценка ветроэнергетического потенциала

Базовой исходной информацией для обоснования целесообразности реализации ветроэнергетических проектов являются достоверные данные о реальном ветроэнергетическом потенциале, получаемые в результате долгосрочного ветромониторинга на месте планируемого строительства ВЭС. На основе данных ветромониторинга определяются тип и модель ветрогенераторов, параметры площадки и схемы размещения ветрогенераторов, планы земельного участка, отводимого под объекты ВЭС, рассчитываются технические и экономические параметры станции, используемые далее при проектировании и привлечении средств на реализацию проекта.

В 2007 – 2009 гг. в сотрудничестве с инженеринговыми фирмами Harrad & Hassan (Англия) и CUBE

Engineering GmbH (Германия) был проведен мониторинг ветроэнергетического потенциала в поселках Мирный и Октябрьский Ейского района. Были установлены, сертифицированы и пущены в эксплуатацию 70-метровые ветроизмерительные мачты, оснащенные современным измерительным оборудованием для автоматизированного сбора, обработки и передачи ветровых характеристик, установленным на четырех уровнях — 40, 50, 60 и 70 м. Регистрация скоростей ветра и расчет их временной динамики, профилей ветра по высоте, повторяемости скоростей ветра для определения реального ветропотенциала проводились с периодичностью в 10 мин.

Результаты обработки данных, проведенной инженеринговой фирмой CUBE Engineering GmbH (Германия), показали, что на выбранной площадке наибольшая ветровая активность наблюдается на северо-восточном направлении, что иллюстрируется диаграммами распределения ветра и энергии ветра в год по сторонам света (рис. 2). Данные измерения также продемонстрировали существенное более чем на 30 % превышение измеренных скоростей ветра над значениями, ранее известными из справочников и баз данных.

Средняя скорость ветра в 2007 – 2009 гг. (данные обработки результатов мониторинга ветра «CUBE Engineering GmbH») составила: на высоте 40 м — 5,8 м/с, 50 м — 6,2 м/с, 60 м — 6,3 м/с, 70 м — 6,8 м/с. Распространение полученных данных на высоты, соответствующие высотам расположения оси ветрогенераторов 2 – 3-мегаватного класса, производилось с помощью программного комплекса WindPRO. Как видно из графика, приведенного на рис. 3, средняя скорость ветра на высоте 100 м достигает 7,2 м/с, а на 120 м — 7,8 м/с.

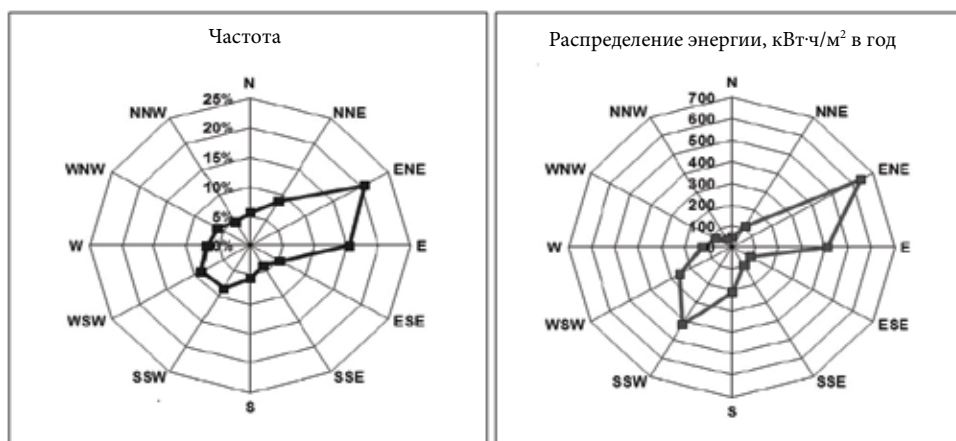


Рис. 2. Диаграммы среднегодового распределения ветра и распределения энергии ветра по сторонам света



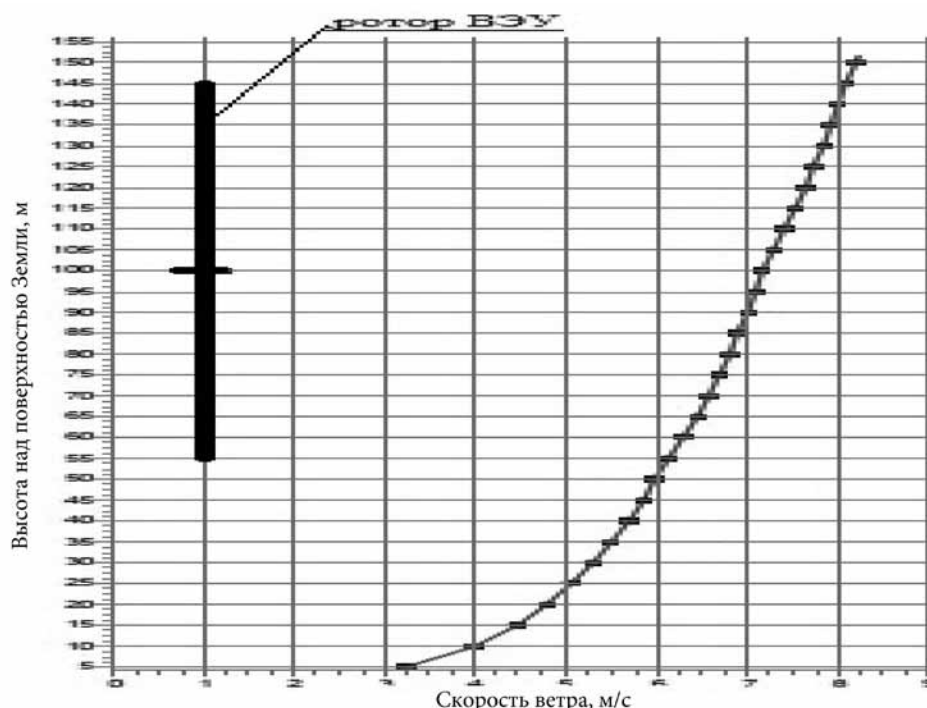


Рис. 3. Зависимость средних значений скорости ветра от высоты над поверхностью Земли

Для эффективного преобразования ветроэнергетического потенциала, характеризующегося полученными в диапазоне высот 100 – 120 м средними значениями скорости ветра в соответствии с классификацией Международной Электротехнической Комиссии рекомендуются ветрогенераторы классов IЕС III и IЕС IIIА [3], имеющие в этих условиях высокий КИУМ, равный 0,34 – 0,42. При сравнении моделей ветрогенераторов данных классов различных производителей в качестве основного критерия выбора рассматривалась выработка ветрогенератора (МВт·ч/год), отнесенная к капитальным затратам на 1 МВт установленной мощности с учетом соответствия параметров электрической схемы ветрогенератора конкретным требованиям РДУ Кубаньэнерго, ОДУ энергосистемы Юга и ЦДУ Единой энергетической системы России.

### Выбор ветрогенератора

Для данного проекта были рассмотрены следующие модели ветрогенераторов: «Gamesa G90/2.0 MW» с высотой башни 100 м, «GE Wind Energy 2.5 MW» с высотой башни 100 м, «Nordex N100/2.5 MW» с высотой башни 100 м, «Siemens SWT 2.3/93» с высотой башни 103 м, «Vestas V90/2.0 MW» с высотой башни 105 м, «Vestas V112/3.0 MW» с высотой башни 119 м, «Wikov Wind W2000/92.5» с высотой башни 100 м.

В результате сравнения моделей с учетом требований Системного оператора для использования был выбран ветрогенератор «Vestas V112/3.0 MW»,

имеющий максимальные выработку на единицу затрат и КИУМ = 0,43 (по данным Vestas и CUBE). Выбранная модель имеет следующие основные характеристики:

#### Параметры ротора

|                                                                 |            |
|-----------------------------------------------------------------|------------|
| Диаметр, м .....                                                | 112        |
| Длина лопасти, м.....                                           | 54,6       |
| Рабочий диапазон частоты вращения, мин <sup>-1</sup> .....      | 6,2 – 17,7 |
| Номинальная частота вращения, мин <sup>-1</sup> .....           | 12,8       |
| Коробка передач четырехступенчатая, планетарная, геликоидальная |            |

#### Рабочие параметры

|                                              |    |
|----------------------------------------------|----|
| Номинальная мощность, МВт .....              | 3  |
| Номинальная скорость ветра, м/с.....         | 12 |
| Скорость ветра, м/с, при которой происходит: |    |

|                          |    |
|--------------------------|----|
| включение.....           | 3  |
| отключение.....          | 25 |
| повторное включение..... | 23 |

#### Электрооборудование

|                                |                                                                                       |
|--------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| Генератор.....                 | синхронный на постоянных магнитах (низкоскоростной многополюсный)                     |
| Частота, Гц.....               | 50/60                                                                                 |
| Номинальное напряжение, В..... | 650                                                                                   |
| Преобразователь частоты.....   | полномасштабный GridStreamer на биполярных транзисторах с изолированным затвором IGBT |
| Повышающий трансформатор.....  | ТСА; 0,7/35 кВ                                                                        |



Упрощенная электрическая схема выбранного ветрогенератора представлена на рис. 4.

Основные электрические параметры:

|                                                                                                         |                            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|
| Диапазон напряжения.....                                                                                | 0,8 – 1,2 $U_{\text{ном}}$ |
| Частота, Гц.....                                                                                        | 45 – 65                    |
| Возможность выдачи (потребления)<br>реактивной мощности.....                                            | Да                         |
| Возможность поддержания заданного<br>уровня напряжения.....                                             | Да                         |
| Восстановление мощности.....                                                                            | Да                         |
| Выдача тока короткого замыкания, отн. ед. ...                                                           | 1,5                        |
| Максимальный уровень тока КЗ, кА.....                                                                   | 23                         |
| Допустимая продолжительность без<br>отключения генератора, с.....                                       | 0,5                        |
| Быстрый возврат до мощности, %.....                                                                     | 20                         |
| Возможность работы с пониженной<br>нагрузкой с горячим резервом<br>(при достаточной силе ветра), %..... | 20 – 100                   |

### Схема выдачи мощности

Для получения запланированной суммарной мощности ВЭС требуется 20 ветрогенераторов V112–3.0 MW. Для их размещения администрацией Ейского района выделена площадка сельскохозяйственного назначения в районе п. Мирный площадью 280 Га, на которой будут размещаться 20 ветрогенераторов. ВЭС «Мирный» расположена на расстоянии около 6 км от ПС 110 кВ «Моревская».

Схема выдачи мощности ВЭС «Мирный» разработана ОАО «Всероссийский научно-исследовательский институт релестроения с опытным производством» (ВНИИР).

Основными критериями, которым должна удовлетворять разработанная схема выдачи мощности, являются:

- сохранение надежности схемы прилегающей сети, а также качества электроэнергии, поставляемой потребителям;

- минимизация стоимости строительства и дальнейшей эксплуатации электросетевого хозяйства, обеспечивающего выдачу мощности ВЭС;
- обеспечение возможности выдачи полной мощности ВЭС в нормальной и ремонтных схемах, а также минимизация рисков недоотпуска электроэнергии в аварийных ситуациях.

Подключение ВЭС «Мирный» мощностью 60 МВт к энергосистеме целесообразно рассматривать на напряжение 110 кВ. Для этого предлагается строительство новой ПС 110/35/10 кВ «Мирный» по схеме 110-5 Н непосредственно в районе расположения ВЭС. Подключение к энергосистеме предлагается выполнить двумя отпаечными ВЛ 110 кВ от существующих заходов 110 кВ на ПС 110 кВ «Моревская». Для обеспечения выдачи мощности ВЭС предлагается установка двух повышающих трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 40 МВ·А каждый. Выбор мощности трансформаторов выполнен с учетом коэффициента использования установленной мощности ВЭС «Мирный» (порядка 0,4). Применение трехобмоточных трансформаторов с РУ 35 и 10 кВ позволит в перспективе осуществить присоединение местной нагрузки. Фрагмент схемы электрических соединений Ейского энергорайона на 2013 г. с учетом ввода ВЭС представлен на рис. 5.

По результатам расчетов электрических режимов предложенная схема подключения обеспечивает выдачу полной мощности ВЭС «Мирный» как в нормальной, так и в ремонтных схемах. Для обеспечения оптимальных уровней напряжения в Ейском энергорайоне необходимо выполнение на ВЭС «Мирный» автоматики группового регулирования выдачи реактивной мощности ВЭУ в целях поддержания уровней напряжения на шинах 110 кВ ПС «Мирный» в диапазоне, заданном соответствующим диспетчерским центром. С учетом возможности изменения коэффициента мощности вырабатываемой ВЭУ в широком диапазоне ( $\text{tg } \varphi = \pm 0,9$ ) ввод в работу ВЭС «Мирный» улучшит условия регулирования уровней напряжения в Ейском районе

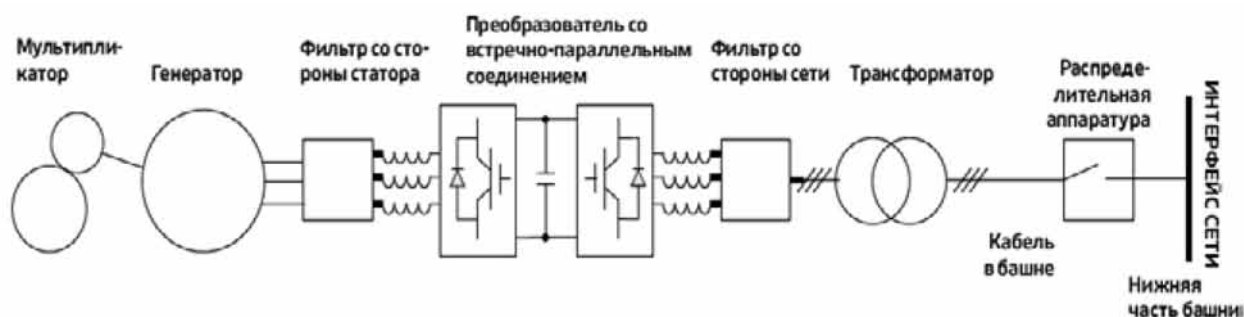


Рис. 4. Принципиальная электрическая схема ветрогенератора V112–3.0 MW

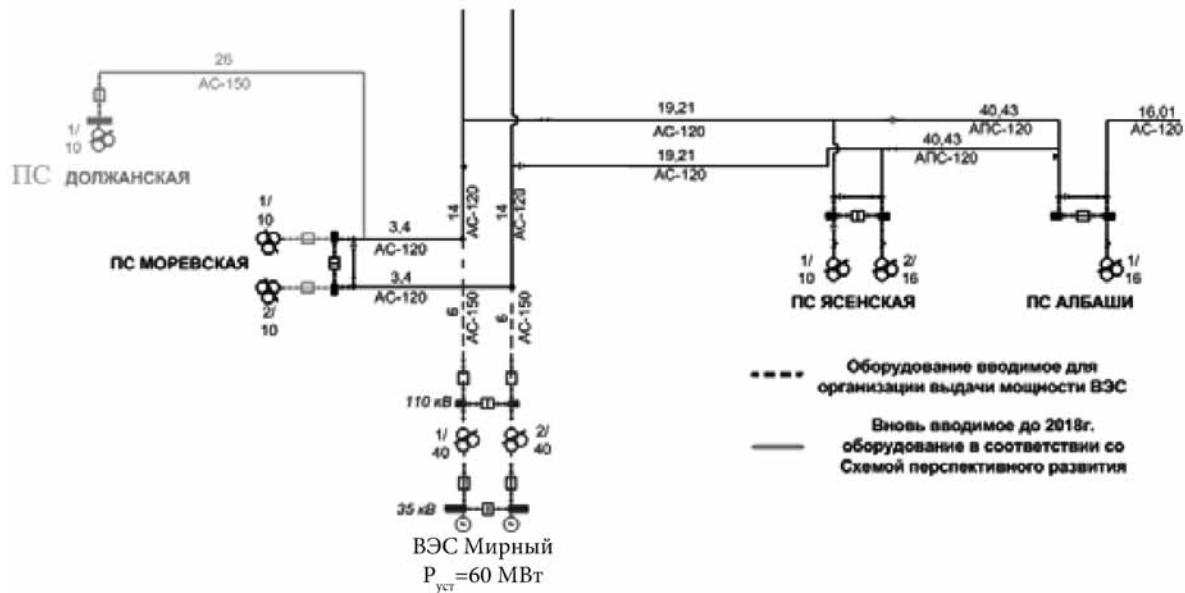


Рис. 5. Фрагмент схемы электрических соединений Ейского энергорайона на 2013 г.

и обеспечит лучший баланс реактивной мощности. В среднем включение ВЭС «Мирный» в схему электроснабжения Ейского района с учетом общей загрузки по активной мощности и нулевой загрузки по реактивной мощности обеспечивает повышение уровней напряжения на шинах ПС 110 кВ в энергорайоне на 3 кВ. В режиме максимальной нагрузки ВЭС «Мирный» обеспечивает выдачу/прием реактивной нагрузки в объеме 27 Мвар. Помимо указанных выше возможностей в части регулирования выдачи реактивной мощности, наличие частотных преобразователей в конструкции ВЭУ исключает возможность возникновения асинхронного режима генераторов, а также минимизирует влияние ВЭС «Мирный» на уровни токов короткого замыкания в прилегающей сети. Разработанная схема выдачи мощности в настоящий момент согласована и является основой для договора между ООО «ВЭС – Мирный» и ОАО «Кубаньэнерго» на технологическое присоединение.

### АСУ ТП ВЭС «Мирный»

Основной системой управления и контроля на ВЭС является АСУ ТП, выполненная в соответствии со структурной схемой АСУ ТП, на основе SCADA-системы «VestasOnline@PowerPlantController, MkII». АСУ ТП создается как многоуровневая иерархическая система, состоящая из трех уровней: нижнего, среднего и верхнего.

Нижний уровень АСУ ТП обеспечивает выполнение функций сбора, первичной обработки входных сигналов, функций управления и релейной защиты и автоматики электрического и механического оборудования ветропарка на уровне ВЭУ.

Основу среднего уровня системы составляет сервер SCADA-системы «PowerPlantController», предназначенный для объединения локальных серверов «CommunicationCabinet», установленных в башнях ВЭУ, а также другого оборудования в единую информационно-управляющую систему.

Верхний уровень АСУ ТП реализует следующие функции:

- визуализацию эксплуатационно-технологических параметров состояния оборудования ВЭС на экранах мониторов и другом оборудовании;
- оперативный контроль и мониторинг вырабатываемой электроэнергии в реальном времени;
- оперативное управление в ручном, полуавтоматическом и автоматическом режимах электро- и электромеханическим оборудованием ВЭС;
- отслеживание предаварийных состояний оборудования ВЭС и оперативное принятие решений исходя из полученных данных;
- регистрацию параметров, необходимых для анализа и оценки работы электро- и электромеханического оборудования ВЭС.

Это гибкая система включает в себя широкий ряд контрольно-измерительных функций, позволяющих управлять как ВЭС в целом, так и каждой ВЭУ в отдельности, оптимизировать уровни производства электроэнергии, отслеживать производительность. Через каналы связи ПС «Мирный» необходимый объем информации о режимах работы оборудования ветропарка передается в РДУ Кубани и заинтересованные подразделения ОАО «Кубаньэнерго». При помощи GSM-модема информация о режимах работы оборудования ВЭС передается по системе «VestasOnline®» в диспетчерский пункт компании «Vestas».

## Система прогнозирования выдачи мощности ВЭС «Мирный»

В целях обеспечения процессов краткосрочного и долгосрочного прогнозирования в рамках существующих процедур Системного оператора и для принятия своевременных решений, связанных с оперативно-диспетчерским управлением ВЭС с учетом ее параллельной работы в энергосистеме, ветропарк «Мирный» оборудуется стационарным ветроизмерительным комплексом, размещенным на трех уровнях мачты высотой 100 м. На основании массива данных, измеряемых комплексом (скорость и направление ветра; температуру, влажность, плотность воздуха), а также с учетом долгосрочных метеонаблюдений, с помощью специализированного ПО будут формироваться и направляться в Кубанское РДУ прогнозные значения выработки электроэнергии ВЭС «Мирный». Система связи ветроэлектростанции с Региональным диспетчерским управлением энергосистемы предусматривает технические мероприятия и программные средства для формирования диспетчерского графика на операционные сутки и недельного и долгосрочного планирования режимов ВЭС в энергобалансе энергосистемы. Автоматизированная система прогнозирования выходных параметров ВЭС получает и обрабатывает данные существующих баз данных долгосрочного мониторинга климатических характеристик и оперативные данные измерений стационарного ветроизмерительного комплекса ВЭС.

На основании этой информации с учетом параметров генерирующего оборудования системой будут рассчитываться и направляться на диспетчерский пульт РДУ соответствующие прогнозные величины выходных параметров ВЭС.

## Разработка схемы размещения ВЭС

Размещение ветрогенераторов V112 – 3.0 MW на выделенных площадках выполнено фирмой CUBE GmbH с использованием программного комплекса WINDPRO.

Задача оптимального размещения ветрогенераторов решалась по критерию максимального коэффициента использования установленной мощности парка с учетом ограничений, накладываемых на использование территорий, формой и размерами площадки, расположением ветропарка относительно существующих ПС 110 кВ и ВЛ 110 кВ, существующими лесополосами, линиями электропередачи, аэропортами, подземными коммуникациями, жилым фондом, зданиями и сооружениями, а также подъездными путями к площадке.

В качестве исходной информации для разработки схемы размещения, помимо данных ветромониторинга, были использованы предлагаемые поставщиком кривые мощности планируемых к использованию ветрогенераторов. На рис. 6 для используемого в проекте ветрогенератора V1123MW представлены зависимости выходной мощности ветрогенератора и эффективности преобразования энергии ветрового потока в электрическую и механическую энергии от скорости набегающего ветрового потока. Наличие зоны насыщения выходной мощности ветрогенератора на уровне номинальной в диапазоне скоростей 12,5 – 25 м/с является результатом решения разработчиком оборудования задачи расширения зоны выдачи  $U_{\text{ном}}$  в широком диапазоне высоких скоростей ветра без повышения частоты вращения ротора и нагрузки на лопасти ветрогенератора. Такое решение, достигаемое изменением угла атаки лопастей, с одной стороны, не допускает достижения вершины лопасти скорости

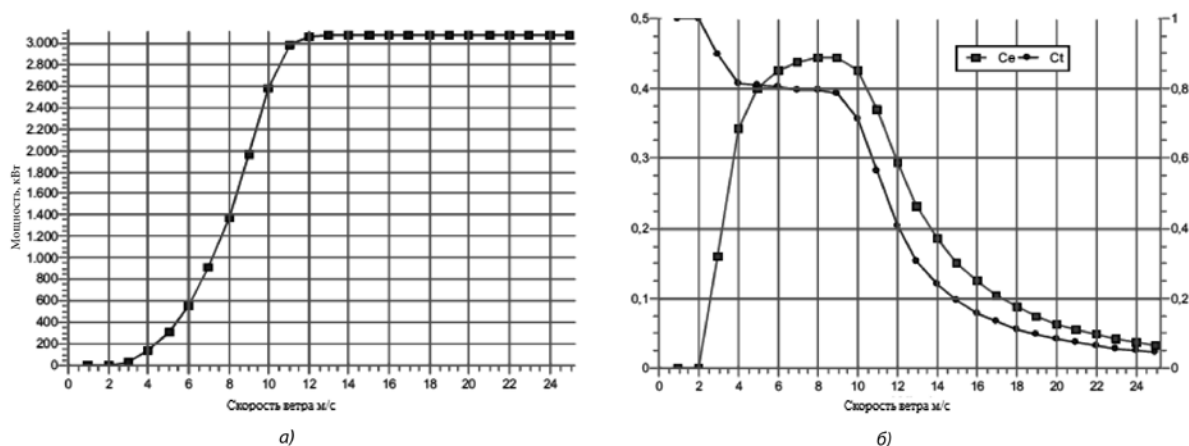


Рис. 6. Кривые мощности ветрогенераторов (а) и эффективности (б) преобразования ветропотенциала в электрическую  $C_e$  и механическую  $C_t$  энергию

преодоления звукового барьера и возникновения звуковых ударов, а с другой, предотвращает превышение допустимых механических нагрузок на лопасти и вал генератора.

Кривая  $C_e$  позволяет определить диапазон скоростей максимального преобразования энергии ветрового потока в электрическую. Кривая  $C_t$  характеризует уровень потерь энергии ветрового потока на придание ротору вращающего момента, а также параметры зоны снижения скорости за ветрогенератором, что в свою очередь определяет расстояние между ветрогенераторами. Зависимости  $C_e$  и  $C_t$  от скорости ветра в численном виде вводятся в программный комплекс WindPRO наряду с другими исходными данными для расчета параметров схемы размещения ветрогенераторов.

На основании разработанных схем размещения с учетом требований поставщика по транспортировке и монтажу оборудования и особенностей площадки фирмами RAMBOLL и INFRA был разработан план оформляемых в долгосрочную аренду земельных участков, занимаемых объектами ВЭС: дорогами, ремонтными и монтажными площадками, основаниями ветрогенераторов, элементами схемы выдачи мощности, ветроизмерительным комплексом. Изъятие земель из сельскохозяйственного оборота весьма незначительно. Так, на территории 280 Га лишь 18 Га, что составляет около 6,5% всей территории, будет занято ВЭС, причем дороги общего пользования составят 2/3 этой территории.

### Воздействие проекта на окружающую среду

Предлагаемые состав и размещение оборудования, схема внутриплощадочных дорог и сервисных площадок позволили определить состав воздействий на окружающую природную среду в процессе строительства и эксплуатации ВЭС: загрязнение атмосферы, водных объектов, почвы, размещение отходов, изъятие сельскохозяйственных и лесных земель, а также провести оценку вреда населению, растительному и животному миру.

**Предварительная оценка воздействия строительства на окружающую среду в процессе строительства.** Характер и источники воздействия на окружающую среду при строительстве ВЭС мало чем отличаются от соответствующих показателей других объектов капитального строительства. Ориентировочный состав воздействий на окружающую природную среду в процессе строительства ВЭС — это загрязнение атмосферы, водных объектов, почвы, размещение отходов, изъятие

сельскохозяйственных и лесных земель, нанесение вреда растительному и животному миру.

Проект не затрагивает земли природных заповедников, национальных парков, лесопосадок, фруктовых садов, водоемов. Спецификой воздействий в процессе строительства является их ограниченность во времени. Кроме того, экологические платежи за загрязнение окружающей среды и выплаты, компенсирующие эколого-экономический ущерб, наносимый сельскому, лесному хозяйству, растительному и животному миру в период проведения строительных работ, входят в состав сметной стоимости строительства предприятия и учитываются при принятии решения о месте его размещения.

**Предварительная оценка воздействия на окружающую среду в процессе эксплуатации ВЭС.** В процессе эксплуатации ВЭС на человека, флору и фауну, атмосферный воздух, водные объекты и землепользование, в принципе, могут оказать воздействие шумы, вибрации, электромагнитное излучение, оптические эффекты и отходы эксплуатации. Предусмотренные предварительными материалами технические решения (водонепроницаемые инженерные сети и сооружения, водонепроницаемое покрытие проездов и площадок) позволяют исключить негативное влияние проектируемого предприятия на водные объекты.

В целях предупреждения нежелательных явлений в период строительства работниками и инженерно-техническим персоналом будет осуществляться контроль за состоянием техники, проводиться профилактические мероприятия по поддержанию техники в исправном состоянии.

Ожидаемое воздействие на поверхностные и подземные воды проектируемым объектом (в соответствии с опытом проектирования объектов аналогов) незначительно (практически отсутствует).

Основные виды отходов, образующиеся на ВЭС — отработанные ртутные лампы, твердые бытовые отходы, а также мусор, сметаемый с территории РЭБ и ЦПУ.

Отходы, при своевременном сборе и отправке на места хранения, не будут представлять экологической опасности для окружающей среды.

**Воздействия на флору и фауну.** Наибольшее беспокойство в отношении экологических воздействий ВЭС связано с риском для птиц и рукокрылых при столкновении с турбинами, в то время как вибрация и вмешательство в среду обитания рассматривается как незначительная угроза для флоры и фауны в регионе.

Сеть электропередачи будет выполнена воздушными линиями. Структура первичных почв не будет повреждена. В любом случае верхний слой почвы



будет снят и сохранен в целях последующего восстановления растительности.

Исследования показывают, что птицы при нормальных условиях облетают работающие ветроэнергетические установки. Случаи столкновения [4], которые действительно происходят, малочисленны (табл. 1) и совпадают с особыми метеорологическими условиями, для которых характерна ограниченная видимость, возможно, в сочетании с сильными ветрами.

**Таблица 1**

| Причина гибели птиц                      | Количество погибавших птиц |
|------------------------------------------|----------------------------|
| Столкновение со зданиями                 | 550 млн особей             |
| Столкновение с ЛЭП                       | 130 млн особей             |
| Смертность от кошек                      | 100 млн особей             |
| Столкновение с транспортными средствами  | 80 млн особей              |
| Смертность от пестицидов                 | 67 млн особей              |
| Столкновение с ретрансляционными вышками | 4,5 млн особей             |
| <b>Столкновение с ВЭС</b>                | <b>28,5 тыс. особей</b>    |
| Столкновение с самолётами                | 25 тыс. особей             |

Контроль в процессе строительства и эксплуатации определит факторы риска и даст подробные оценки воздействий. Эта работа по сбору материала на местах будет проводиться орнитологами и другими специалистами-экологами. Их знания в сочетании с опытом реализации других проектов будут определяющими в принятии решений относительно экономических мер, которые в состоянии сократить или устранить несчастные случаи с птицами.

**Воздействие на землепользование.** В период эксплуатации ВЭС пользование земель в пределах санитарной зоны хотя и требует мер предосторожности в соответствии с возможным физическим воздействием ВЭС, но не ограничивает хозяйственную деятельность (например, в сельскохозяйственных или животноводческих целях).

**Визуальное воздействие.** В период эксплуатации ВЭС, ВЭУ будут видны на значительном расстоянии. Если турбины находятся между наблюдателями и солнцем, особенно в раннее и позднее время суток зимой, когда солнечные лучи падают под малым углом, может возникнуть стробоскопический эффект от мелькания теней, которые движущиеся роторы отбрасывают на землю или на другие объекты. Даже при самых неблагоприятных условиях мелькание тени будет кратковременным. Проведен анализ зон оптического воздействия ВЭС при различных углах солнечного склонения при проектировании оптическое воздействие движущихся лопастей на жилые объекты исключается.

**Воздействие обледенения.** В период эксплуатации ВЭС существует опасность образования льда на лопастях в холодное время года при соответствующих метеорологических условиях, в результате чего слои льда могут откалываться и падать во время движения лопасти. Несмотря на то, что вероятность удара осколками льда на расстоянии 210 м составляет 1:10000000, при выборе поставщика ВЭУ одним из критериев является наличие технологических разработок, предотвращающих появление этого эффекта или останавливающих ВЭУ при образовании льда на лопастях. ВЭУ разработаны таким образом, что при определении электроникой любых ощутимых отклонений (увеличение вибрации, короткое замыкание, обрыв сети, несанкционированный доступ и пр.), автоматика принимает решение об аварийной остановке ВЭУ за счет двухступенчатой (аэродинамической и фрикционной) системы торможения и программной процедуры отключения.

**Воздействие шума.** Существующие данные по шумовому воздействию различных источников опровергают бытующее мнение о высоком уровне шумов, производимых ВЭС. Сравнительная оценка шума от разных источников, дБ, приведена ниже:

|                                 |         |
|---------------------------------|---------|
| Сельский ночной фон.....        | 20 – 40 |
| ВЭС на расстоянии 350 м.....    | 35 – 45 |
| Автомобиль (65 км/ч) 100 м..... | 55      |
| Офисное помещение.....          | 60      |
| Грузовик (50 км/ч) 100 м.....   | 65      |
| Перфоратор 7 м.....             | 90      |
| Реактивный самолет 250 м.....   | 105     |
| Болевой порог.....              | 140     |

Источник: CIEMAT

Рассчитанный уровень шума, производимого ВЭС «Мирный» в пределах жилой застройки пос. Мирный, будет находиться в пределах 35 – 44 дБА, что соответствует требованиям СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» [8].

Сравнительные данные оценки шума от различных источников, наличие достоверных численных программных средств расчета параметров шумового воздействия показывают, что при проектировании не возникает проблем с исключением шумового воздействия ВЭС на среду обитания человека.

**Электромагнитное воздействие.** ВЭУ не являются сами по себе источниками электромагнитных волн существенного уровня. Это достигается как за счет экранирования источников электромагнитного излучения, так и за счет контурной системы заземления.



В период эксплуатации ВЭС, как и любые другие крупные сооружения, могут потенциально создавать отраженные помехи системам связи, которые используют электромагнитные волны как средство передачи (например, линии телевизионной, радио- или микроволновой связи). Степень электромагнитного воздействия предсказуема и решается рядом доступных технических мероприятий. Строительство ВЭС согласуется с собственниками ретрансляторов и передающих антенн, радиус действия которых захватывает площадку ВЭС.

**Оценка экономии органических топлив и предотвращения выбросов CO<sub>2</sub>.** ВЭС «Мирный» ежегодно вырабатывает 208500 МВт·ч, что при использовании генерации на органическом топливе потребовало бы использования 69,7 тыс. т у.т./год.

В табл. 2 приведены результаты расчетов в натуральном и стоимостном выражениях по возможной экономии органического топлива и предотвращенной эмиссии CO<sub>2</sub> при эксплуатации ВЭС «Мирный» с учетом предположения, что 208500 МВт·ч/год электроэнергии (годовая выработка электроэнергии станции ВЭС «Мирный») вырабатывались бы традиционным способом, используя для этого в качестве топлива только одно из органических топлив. Исходные данные по расчету денежного эквивалента диоксида углерода взяты из документов Киотского протокола.

В соответствии с данными Росстата, АПБЭ и Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г. [6] на сегодняшний день доля нефтепродуктов в общем балансе потребления органического топлива в Российской Федерации составляет 2,2%, угля — 25,3%, природного газа — 69,4%.

В табл. 3 представлены результаты расчетов по возможной экономии органического топлива и предотвращенной эмиссии CO<sub>2</sub>,

но из предположения, что 208500 МВт·ч/год вырабатывались бы с использованием всех трех видов органического топлива в соответствии с долей каждого вида топлива в общем энергобалансе страны.

**Оценка экономии водных ресурсов.** Для Ейского воднодефицитного района, водоснабжение которого осуществляется от удаленного источника по трубопроводу длиной 106 км по цене 47 руб./м<sup>3</sup>, отсутствие отбора воды ВЭС «Мирный» на технологические нужды является исключительно важным обстоятельством. На основании проектных данных установки ПГУ-410 [7] по расходу воды на 1 кВт·ч произведенной электроэнергии была сделана оценка экономии воды, получаемой при замещении генерации на газе генерацией на ветре.

Так, с введением в эксплуатацию станции ВЭС «Мирный» с выработкой электроэнергии 208500 МВт·ч/год, объем сэкономленной воды составит порядка 37 млн м<sup>3</sup>/год, что в денежном эквиваленте составляет 1,7 млрд руб./год, и в соответствии со средневзвешенными поливными нормами по Краснодарскому краю обеспечит орошение порядка 20 тыс. га посевных земель.

Таким образом, при производстве электроэнергии на ВЭС «Мирный», экономия первичных природных ресурсов может выражаться в денежном эквиваленте суммами 1,5–2 млрд руб./год, которые могут быть направлены на развитие других секторов экономики.

При проектировании ВЭС производится тщательный учет и минимизация всех возможных факторов отрицательного воздействия ВЭС на человека и окружающую среду на всех этапах жизненного цикла проекта.

Проведенные общественные слушания и социологический опрос, показали поддержку проекта 87% населения.

Таблица 2

| Вид топлива   | Количество топлива, тыс. т/год (млн м <sup>3</sup> /год) | Стоимость топлива, млн руб./год | Эмиссия CO <sub>2</sub> (экв.), тыс. т год | Денежный эквивалент CO <sub>2</sub> (8 евро за 1 т), тыс. евро/год |
|---------------|----------------------------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| Нефтетопливо  | 48,7                                                     | 404,8                           | 159,6                                      | 1276,7                                                             |
| Уголь         | 102,2                                                    | 108,9                           | 122,7                                      | 981,4                                                              |
| Природный газ | 55,8                                                     | 174,3                           | 117,1                                      | 937,1                                                              |

Таблица 3

| Вид топлива           | Количество топлива, тыс. т/год (млн м <sup>3</sup> /год) | Стоимость топлива, тыс. руб./год | Эмиссия CO <sub>2</sub> (экв.), тыс. т год | Денежный эквивалент CO <sub>2</sub> (8 евро за 1 т), тыс. евро/год |
|-----------------------|----------------------------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| Нефтетопливо (2,2%)   | 1,1                                                      | 8905,8                           | 3,5                                        | 28,1                                                               |
| Уголь (25,3%)         | 25,9                                                     | 27546,0                          | 31,0                                       | 248,3                                                              |
| Природный газ (69,4%) | 38,7                                                     | 120900                           | 81,3                                       | 650,3                                                              |
| <b>ИТОГО</b>          |                                                          | <b>157351,8</b>                  | <b>115,8</b>                               | <b>926,7</b>                                                       |

## **Финансовый анализ и оценка инвестиций**

Ниже представлена информация, необходимая для расчета основных показателей экономической эффективности проекта реализации строительства ВЭС общей установленной мощностью 60 МВт в п. Мирный Ейского района Краснодарского края:

|                                                                                    |             |
|------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Ветромониторинг, годы.....                                                         | 2007 – 2009 |
| Период инвестирования, годы.....                                                   | 2009 – 2013 |
| Начало оформления проектов, годы.....                                              | 2009 – 2011 |
| Ввод в эксплуатацию, год.....                                                      | 2014        |
| Начало строительства проектов, год .....                                           | 2013        |
| Период номинальной эксплуатации<br>(горизонт расчета), лет .....                   | 25          |
| Поставщик оборудования .....                                                       | Vestas      |
| Темп роста текущих затрат, % .....                                                 | 2           |
| Темп роста тарифа, % .....                                                         | 6           |
| Число ВЭУ, шт.....                                                                 | 20          |
| Установленная электрическая мощность<br>одной ВЭУ, МВт .....                       | 3           |
| Общая установленная электрическая<br>мощность ВЭС, МВт .....                       | 60          |
| Стоимость ветромониторинга, млн руб. ....                                          | 4,50        |
| Предполагаемая годовая выработка<br>электроэнергии (P50), МВт·ч/год .....          | 208 500     |
| Коэффициент готовности ветропарка, % .....                                         | 96,0        |
| Выработка электроэнергии, МВт·ч/год .....                                          | 200 160     |
| Потери во внутренних сетях, % .....                                                | 4,0 %       |
| Выработка электроэнергии с учетом потерь,<br>МВт·ч/год .....                       | 192 154     |
| Тариф на электроэнергию в 2013 г.<br>на компенсацию потерь в сетях, руб./кВт·ч.... | 3,78        |

Общие инвестиции в строительство ВЭС приведены ниже:

### *Инвестиционные затраты*

|                                                                               |             |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Стоимость ветромониторинга, млн руб. ....                                     | 4,50        |
| Стоимость одной ВЭУ<br>(с учетом доставки и монтажа),<br>евро (млн руб.)..... | 3 800 (165) |
| Стоимость всех ВЭУ (с учетом доставки<br>и монтажа), млн руб. ....            | 3 291       |
| Строительство ВЛ, млн руб. ....                                               | 69          |
| Фундаменты, млн руб. ....                                                     | 100,8       |
| Объекты подсобного назначения, млн руб. ....                                  | 0,48        |
| Объекты энергетического хозяйства<br>(подстанции), млн руб. ....              | 499         |
| Объекты транспортного<br>хоз-ва и связи, млн руб.....                         | 1,26        |
| Инженерные сети (кабельные сети,<br>дороги и площадки), млн руб. ....         | 50,00       |

|                                                                                       |         |
|---------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| Благоустройство и наружное<br>освещение, млн руб. ....                                | 0,19    |
| Временные здания и сооружения, млн руб.....                                           | 0,19    |
| Проектно-изыскательские работы, млн руб. ....                                         | 25      |
| Землеотвод, млн руб. ....                                                             | 1,2     |
| Подготовка территории строительства, млн руб. .                                       | 1       |
| Содержание дирекции строительства, млн руб. ....                                      | 1,44    |
| Подготовка эксплуатационных кадров, млн руб....                                       | 1,54    |
| Непредвиденные работы и затраты, млн руб. ....                                        | 110     |
| Общая сумма капитальных вложений, млн руб. ....                                       | 4156    |
| Сумма контракта с поставщиком, млн руб.....                                           | 4122    |
| Предоплата, % от контракта .....                                                      | 15      |
| Сумма предоплаты поставщику, млн руб. ....                                            | 618     |
| Собственные средства (без учета % по кредиту),<br>млн руб. ....                       | 653     |
| Собственные средства (с учета % по кредиту),<br>млн руб. ....                         | 1028    |
| Итого сумма необходимых инвестиций в проект<br>(с учетом % по кредиту), млн руб. .... | 4531,76 |

### *Операционные затраты*

|                                                                           |        |
|---------------------------------------------------------------------------|--------|
| Затраты на УК (Head Office), млн руб.....                                 | 8      |
| Административные расходы проекта (зарплаты,<br>хозрасходы), млн руб. .... | 7,2    |
| Аренда земельного участка, млн руб. ....                                  | 1,32   |
| Расходы по O&M-контракту (обслуживание<br>и эксплуатация), млн руб. ....  | 85 000 |
| Расходы на страхование, млн руб. ....                                     | 73,61  |

## **Прогноз доходов и расходов проекта**

Объем реализации электроэнергии рассчитан производителем и инжиниринговой компанией Cube (по итогам определения годовой выработки на основе данных ветромониторинга и анализа расстановки ветрогенераторов за вычетом потерь во внутренних сетях и с учетом коэффициента готовности ветропарка).

Вся энергия, производимая на ВЭС «Мирный» будет продаваться в сеть Кубаньэнерго на компенсацию потерь в электросетях.

В 2010 г. общие потери электроэнергии в сетях ОАО «Кубаньэнерго» составили 2 430 975,89 тыс. кВт·ч. Ветроэнергетический проект, реализуемый ООО «ВЭС» в Краснодарском крае на первом этапе может покрыть только 7,9 % общего значения потерь электроэнергии в сетях ОАО «Кубаньэнерго».

27.08.12 Региональной энергетической комиссией (РЭК) Департамента цен и тарифов Краснодарского края была определена расчетная стоимость единицы электрической энергии по данному инвестиционному проекту в размере 3,78 руб./ (кВт·ч) без НДС.

## Финансовый профиль проекта

### Условия, принимаемые для расчетов

1. Строительство Ейской ВЭС обеспечивается индивидуальной проектно-сметной рабочей документацией и рассматривается как независимый инвестиционный проект, генерирующий самостоятельные денежные потоки и обладающий индивидуальными финансово-коммерческими показателями в условиях существующего экономического окружения.

2. Строительство ВЭС осуществляется начиная с II квартала 2013 г. с выходом на полную проектную мощность — 60 МВт в I квартале 2014 г.

3. Горизонт расчета принят равным сумме планируемого срока эксплуатации основного технологического оборудования электростанции — ветроустановок V112—3.0MW фирмы VESTAS — 25 лет и периода строительства — 1 год и составляет 26 лет.

4. Расчеты выполнены в прогнозных ценах, которые рассчитаны следующим образом: 2014 — 3,78 руб./кВт·ч без НДС, далее следует увеличение согласно коэффициентам инфляции и эскалации цен.

5. Коэффициенты инфляции и эскалации цен приняты в расчетах неизменными в течение одного календарного года. В соответствии с прогнозом ФСТ России по изменению тарифов и оптовых цен на услуги естественных монополий в 2011 г. и плановый период 2012—2013 гг. для расчетов был принят 6%-ный рост тарифов.

6. Стоимость строительства для всех вариантов принята одинаковой в соответствии с результатами ориентировочных сметных расчетов в ценах на III квартал 2010 г.

**Сводные финансово-экономические показатели проекта приведены ниже:**

|                                                                                                   |      |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Общая стоимость, млн руб .....                                                                    | 4532 |
| Кредит, млн руб .....                                                                             | 3503 |
| Собственные средства, млн руб .....                                                               | 1028 |
| Коэффициент рентабельности инвестированного капитала (без учета налогов), % .....                 | 10   |
| EBITDA (прибыль в 2017 г. до уплаты % по кредиту, амортизации, налогов на прибыль), млн руб. .... | 641  |
| IRR (внутренняя норма доходности), % .....                                                        | 19   |
| NPV (чистый дисконтированный доход) @15%, млн руб. ....                                           | 490  |

## Анализ проектных рисков

**Политический риск.** Внешнее окружение инвестиционного проекта характеризуется повышением политической стабильности, отсутствием прогнозируемых резких изменений законодательства,

положительной динамикой взаимоотношений с региональными властями, а также в целом благоприятным отношением федеральных властей к инновационным проектам по производству электроэнергии из возобновляемых источников. Развитие законодательства в сторону поощрения развития ВИЭ и вышеприведенные факторы позволяют сделать вывод о благоприятной политической атмосфере и считать политический риск минимальным.

**Финансовый риск** проекта обусловлены наличием следующих основных факторов:

1) высоким соотношением заемных средств по отношению к общему объему инвестиций, необходимых для реализации проекта, связанное с возможностью привлечения экспортного финансирования от западного банка;

2) сильной зависимостью от колебаний курсов валют (рубль — евро), связанной с тем, что поставки импортного оборудования будут финансироваться в валюте страны-производителя, а денежные средства от поставки электроэнергии — в рублях.

Воздействие данных рисков на показатели деятельности предприятия будет ограничено вследствие относительно невысокой ставки по экспортному финансированию в сравнении с доходами, которые предполагается получать в процессе эксплуатации проекта.

**Технический риск.** В связи с тем, что весь комплекс мероприятий по строительству и последующей эксплуатации ТЭС базируется на апробированных технических решениях, а предназначенное для использования оборудование является серийным, зарекомендовавшим себя на практике, как высоконадежное, технический риск инвестиций минимален.

**Производственно-экономический риск.** Основными производственно-экономическими рисками проекта являются: колебания производительности ветровых установок, связанные с нерегулярностью силы ветра и высокая зависимость от уровня тарифов. Существующий и всевозрастающий дефицит электроэнергии, высокий рост электропотребления в Краснодарском крае, а также соглашения, которые будут подписаны с Кубаньэнерго, позволят минимизировать риск уменьшения тарифа на поставку электроэнергии. Колебания производительности установок, которые зависят в основном от скорости ветра и его плотности, были заложены в экономическую модель и базировались на долгосрочных исследованиях, которые были произведены одним из лидеров на рынке исследования производительности ветровых проектов, а так же подтверждены производителем оборудования.

### Заключение

Проведенный анализ обосновывает актуальность, социально-экономическую целесообразность и техническую возможность строительства пилотной экологически чистой сетевой ВЭС суммарной установленной мощностью 60 МВт на территории п. Мирный Ейского района Краснодарского края в целях развития электроэнергетического комплекса Краснодарского края путем повышении уровня системной надежности, экологической и энергетической безопасности потребителей за счет строительства в дефицитных регионах края источников генерации на основе возобновляемых источников энергии,

Успешная реализация данного проекта позволит внести существенный методический, научный и практический вклад:

- в развитие отечественной ветроэнергетики и преодоление нарастающего технологического отставания в этом секторе на базе отечественного и мирового опыта;
- в освоение, совершенствование и распространение передовых инновационных технологий проектирования, создания и эксплуатации крупных сетевых ВЭС;
- в обеспечение инвестиционной привлекательности вложений в технологии и электростанции на основе ВИЭ;
- в совершенствование и внедрение системы подзаконных актов, определяющих экономику использования и развития ВИЭ;
- в накопление реального опыта параллельной работы электростанций на основе ВИЭ с энергетической системой;
- в накопление и обобщение опыта работы ВЭС для определения их места и роли в составе энергосистемы;
- в повышение надежности и качества энергоснабжения, улучшение экологической обстановки, рост ресурсосбережения и на этой основе снижение тарифов на электрическую энергию.

Проект имеет высокую имиджевую составляющую для российской энергетики. Участие в проекте ведущих мировых компаний позволяет считать его реализацию полезной с точки зрения трансфера

передовых зарубежных технологий, компетенций и знаний в современной ветроэнергетике, включая методы проектирования и управления проектами в данной области.

### Литература

1. **Фортов В.Е., Попель О.С.** Энергетика в современном мире. Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2011.
2. **Схема** выдачи мощности ветроэлектростанции «Мирный» Ейском районе Краснодарского края. М.: ОАО ВНИИР, 2012.
3. **IEC Classification of Turbines: Selecting the right turbine for the site based on wind data** Wednesday, May 13, 2009 <http://windwire.blogspot.com/2009/05/iec-classification-of-turbines.html>
4. **Рыженков М.А., Ермоленко Б.В., Ермоленко Г.В.** Экологические аспекты ветроэнергетики//Теплоэнергетика. 2012. № 11.
5. **Николаев В.Г.** Ресурсное и технико-экономическое обоснование широкомасштабного развития ветроэнергетики в России. М.: Атмограф, 2011.
6. **Программа** модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г. М., 2011.
7. **Расширение** Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410, ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», Российская Федерация. Проектная документация. Краснодар, 2011.
8. **СН 2.2.4/2.1.8.562–96.** Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1996.
9. **Akkerman T.** Wind Power in Power Systems, 2005.
10. **Rosas P.** Dynamic influences of wind power on the Power System, 2003.
11. **ГОСТ Р 51237–98.** Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения. М.: Госстандарт России. 1998.
12. **ГОСТ Р 51991–2002** Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования. М.: Госстандарт России. 2002.
13. **Правила** устройства электроустановок. М.: ЗАО «Энергосервис». 6-е изд., 2000; 7-е изд., 2003.
14. **Генеральная** схема и программа перспективного развития электроэнергетики Краснодарского края на период 2010–2016 гг». Филиал ОАО «ЮИЦЭ» «Южэнергосетьпроект». 2010 г.

## Совместное использование солнечной энергии и холода малых водотоков

Г. Б. Осадчий, инженер

Первоисточником гидроэнергии является солнечная энергия. Вода океанов и морей, испаряясь под действием солнечного излучения, конденсируется в высоких слоях атмосферы в виде капелек, собирающихся в облака. Вода облаков выпадает в виде дождя и снега. Круговорот воды в природе происходит под влиянием солнечной энергии, таким образом, кинетическая энергия движущейся в реках воды есть, образно говоря, освобожденная энергия Солнца.

Гидроэлектростанции (ГЭС) могут быть сооружены там, где имеются гидроресурсы и условия для строительства, что часто не совпадает с расположением потребителей электроэнергии. При сооружении ГЭС обычно предполагается решение комплекса задач, а именно: выработка электроэнергии, улучшение условий судоходства и орошения. При наличии водохранилищ ГЭС может быть целесообразно использована для работы в пиковой части суточного графика объединенной энергосистемы с частыми пусками и остановами агрегатов. Это позволяет агрегатам части атомных и тепловых станций работать в экономичном и безопасном режиме, снижая при этом удельный расход топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии в энергосистеме.

Однако, при относительной экологической чистоте ГЭС огромные водохранилища представляют большую потенциальную угрозу.

По статистическим данным в большинстве случаев аварии плотин отмечаются в период их строительства или в начале эксплуатации — в течение 5–7 лет после наполнения водохранилища. За это время полностью проявляются дефекты производства работ, устанавливается фильтрационный режим и определяются деформации сооружения. Затем наступает длительный период — около 40–50 лет, когда состояние сооружения стабилизируется, и аварии маловероятны. После этого

опасность аварий вновь увеличивается в результате развития анизотропии свойств, старения материалов и пр. Сейчас в России средний износ гидротехнических сооружений, определяемый сроком службы, на самых крупных российских ГЭС мощностью более 2000 МВт составляет 38 %, а по ГЭС мощностью от 300 до 2000 МВт — 45 %.

В зонах риска каждого крупного водохранилища (емкостью более 10 млн м<sup>3</sup>) расположено более 300 населенных пунктов с населением до 1 млн человек, а также многочисленные объекты экономики [1].

Несмотря на относительную дешевизну энергии, получаемой за счет гидроресурсов, доля их в энергетическом балансе постепенно уменьшается. Это связано как с исчерпанием наиболее дешевых ресурсов, так и с большой территориальной емкостью равнинных водохранилищ. Считается, что в перспективе мировое производство энергии ГЭС не будет превышать 5 %.

Весной через створы существующих ГЭС проходит в среднем **60 % годового стока** воды. При этом от 10 до 25 % годового стока воды гидроэлектростанции сбрасывается вхолостую из-за отсутствия регулирующей емкости водохранилища. Это в первую очередь касается низконапорных плотин и турбин на реках Среднерусской равнины, так как в течение года и особенно во время весенних паводков заливаются слишком большие площади полезных земель.

Под стать размерам водохранилищ и площади сбора воды для них. Реки питаются водой с огромных площадей (табл. 1).

Как видно из табл. 1, удельная водность питающих реки водой бассейнов поразительно низкая, в то время как современная «ветровая ферма» в европейских климатических условиях может обеспечить генерацию **12–16 МВт** электроэнергии с 1 км<sup>2</sup> занимаемой площади.

Таблица 1. Данные о речном стоке в отдельных странах мира

| Страна   | Площадь территории, млн км <sup>2</sup> | Суммарный средний многолетний объем стока, км <sup>3</sup> /год | Удельная водность в среднем за год с 1 км <sup>2</sup> , кВт (л/с) |
|----------|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| Россия   | 17,075                                  | 4000                                                            | 5,4 (7,4)                                                          |
| Бразилия | 8,51                                    | 5300                                                            | 8,8 (11,9)                                                         |
| США      | 9,36                                    | 2850                                                            | 7,2 (9,8)                                                          |
| Канада   | 9,98                                    | 1500                                                            | 17,7 (24,0)                                                        |
| Китай    | 9,90                                    | 2600                                                            | 6,1 (8,3)                                                          |
| Норвегия | 0,32                                    | 368                                                             | 26,3 (35,8)                                                        |
| Франция  | 0,551                                   | 343                                                             | 14,5 (19,7)                                                        |



В то же время при относительно низкой удельной водности малые поверхностные водотоки горных районов несут в себе много холода, который можно использовать в паросиловых (термодинамических) циклах для расширения интервала температур теплосилового цикла малых энергоустановок за счет снижения температуры нижней части цикла.

Как известно, чем южнее расположена та или иная территория, тем летом там жарче и труднее найти в достаточных объемах холода (холодной воды) для эффективной работы теплосилового цикла гелиоохлаждателя, гелиоэлектростанции или гелиоохладильника. Исключения, как правило, составляют горные и предгорные области, где малые водотоки (ручьи, ручейки и родники), не представляющие никакого интереса для гидроэнергетики, протекая уносят безвозвратно огромные объемы холода на равнинные территории.

Этот холод малых водотоков можно использовать, совместно с энергией солнечных соляных прудов, вместо холода котлованов со льдом, которые актуальны для равнинных территорий [2].

**Для создания гелиоэнергетики, способной конкурировать с традиционной, также как и для геотермальной энергетики подходит идея нового, «холодного» направления в развитии теплоэнергетики.**

«Холодное» направление непосредственно связано с привлечением научного задела и опыта, накопленного как в энергетике, так и в холодильных производствах, в том числе автором данной статьи [3, 4].

Представлено это направление доктором техн. наук В.М. Бродянским в следующем виде: «До последнего времени основным препятствием в сближении низкотемпературной техники и теплоэнергетики было традиционное применение воды в качестве единственно возможного и незаменимого рабочего тела на крупных электростанциях всех типов — как КЭС, так и ТЭЦ. Достоинство воды в термодинамическом и технико-экономическом отношении хорошо известны.

Увеличение термического КПД паросилового цикла (преобразователя) может быть достигнуто, как известно из термодинамики, при прочих равных условиях только двумя путями. Первый из них — это повышение температурного уровня подводимого тепла как в самом паровом цикле, так и посредством подключения «надстроек»: от МГД (магнитодинамических генераторов) до газовых турбин. Газотурбинный вариант оказался практически наиболее приемлемым и позволил поднять термический КПД электростанций примерно до 60 %.

Однако дальше двигаться «вверх» становится все труднее и дороже, тем более что неизбежным законом термодинамики каждый градус повышения температуры дает все меньший дополнительный энергетический эффект. В этой ситуации, естественно, представляется целесообразным идти по второму пути повышения КПД — расширить теплосиловой цикл «вниз». Здесь по тем же законам термодинамики «каждый градус все дороже»,

**Таблица 2. Работа теплосилового (прямого) цикла Карно, Дж, при различных температурах источника  $T_r$  и приемника  $T_{o.c}$  тепла**

| $T_r$ , К | $T_{o.c}$ , К |      |      |      |      |      |      |
|-----------|---------------|------|------|------|------|------|------|
|           | 300           | 290  | 280  | 270  | 260  | 250  | 240  |
| 1500      | 0,80          | 0,81 | 0,81 | 0,82 | 0,83 | 0,83 | 0,84 |
| 1200      | 0,75          | 0,76 | 0,77 | 0,78 | 0,78 | 0,79 | 0,80 |
| 1000      | 0,70          | 0,71 | 0,72 | 0,73 | 0,74 | 0,75 | 0,76 |
| 800       | 0,62          | 0,64 | 0,65 | 0,66 | 0,68 | 0,69 | 0,70 |
| 600       | 0,50          | 0,52 | 0,53 | 0,55 | 0,57 | 0,58 | 0,60 |

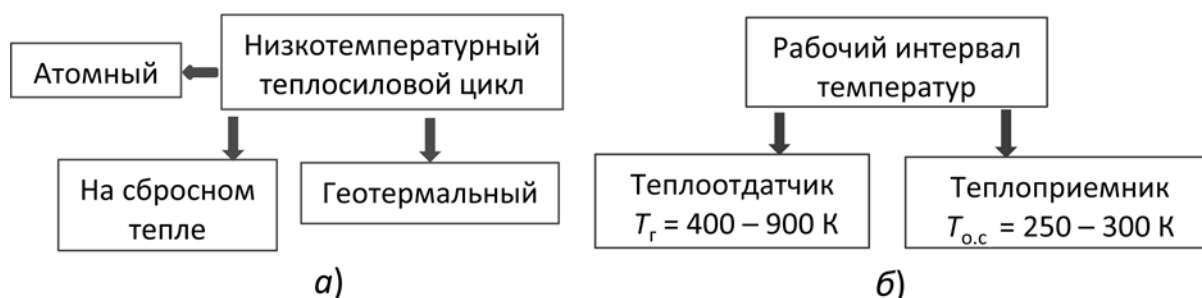


Рис. 1. Схема вариантов использования низких температур окружающей среды  $T_{o.c}$  в теплосиловом цикле: а — варианты теплосилового цикла; б — верхний и нижний рабочие интервалы температур

но термический КПД цикла растет при прочих равных условиях в результате его расширения «вниз» гораздо быстрее, чем при движении «вверх» (табл. 2).

Для нашей страны (и ряда других стран северного полушария), где температура окружающей среды в большинстве районов значительную часть года держится ниже 0 °С, такое расширение границ цикла диктуется природными условиями. По климатическим условиям близко к России находятся Исландия, Северный Китай, Канада и северная часть США (Аляска).

Из табл. 2 следует, что во всех случаях — при высоких температурах подвода тепла  $T_r$  (1000–1500 К) и относительно низких (800–600 К) — отводимая работа при понижении температуры окружающей среды  $T_{o.c}$  существенно возрастает. Важно, что наибольший рост наблюдается в циклах с более низким уровнем  $T_r$ . Так, для цикла с  $T_r = 1500$  К увеличение отводимой работы при  $T_{o.c} = 240$  К по сравнению с  $T_{o.c} = 300$  К составляет примерно 5%, а при  $T_{o.c} = 250$  К около 4%; в цикле с  $T_r = 1000$  К увеличение работы при том же изменении  $T_{o.c}$  существенно больше — примерно 8 и 7% соответственно.

Самое значительное увеличение термического КПД (около 16%) соответствует относительно невысокой температуре  $T_r$ , равной 600 К. Этот факт заставляет задуматься над некоторыми практическими возможностями реализации таких циклов в теплоэнергетике.

На рис. 1 приведены схемы возможных вариантов использования низких температур окружающей среды и температурные интервалы соответствующих циклов.

Всякое расширение интервала температур теплосилового цикла, теоретически ведущее при прочих равных условиях к повышению его термического КПД, связано с необходимостью увеличения отношений давлений испарения и конденсации.

Возможности уникального в этом отношении вещества — воды — в современной теплоэнергетике, практически исчерпаны. Поэтому на верхнем, «горячем», участке цикла часть перепада температур используется уже вне парового цикла, например, в газовой турбине. У современных атомных и геотермальных электростанций (по самой их природе) верхняя температура рабочих циклов ограничена, поэтому никаких других реальных возможностей существенного расширения температурного интервала работы пароводяных циклов у этих электростанций в обозримой перспективе нет.

Что касается нижней части цикла, необходимость в высоком вакууме исключает использование воды как рабочего тела при температурах, даже приближающихся к нулю, не говоря уже о более низких.

Поэтому современная «большая» теплоэнергетика вынуждена пока работать в условиях, диктуемых свойствами воды. Между тем «расширение» интервала температур работы тепловых электростанций остается в числе актуальных проблем повышения эффективности теплоэнергетики. И здесь есть только один путь — «вниз». Его определяют не только законы термодинамики, но и климатические условия как России, так и некоторых других стран.

Попытки использовать в теплоэнергетике другие рабочие тела, например, некоторые из применяемых в холодильной технике, рассматривались до последнего времени большинством специалистов-энергетиков как экзотика, хотя изредка и обсуждались в литературе.

Однако тематика обсуждения не выходила за рамки классических температур теплосилового цикла без какого-либо учета возможности и целесообразности переноса его нижней границы в область, близкую к нулю, и тем более — в область отрицательных температур. Для «водяной» теплоэнергетики это невозможно. Кроме того, возникают проблемы, пугающие кажущейся сложностью, главная из которых состоит (кроме выбора рабочего тела) в непостоянстве (включая сезонность) температуры окружающей среды — воздуха.

Очевидный и основной положительный фактор, определяющий целесообразность создания низкотемпературных паросиловых установок (преобразователей), — отсутствие в системе вакуума: во всех точках системы, в том числе в конденсаторе даже при самом «холодном» режиме поддерживается давление, превышающее атмосферное. Это позволяет существенно уменьшить объемы и массу оборудования низкотемпературной части установки.

Низкотемпературная теплоэнергетика должна занять законное место в системе энергоснабжения нашей страны, и упускать связанные с ней возможности не следует» [5].

Аналитики Российского национального комитета Мирового энергетического совета также считают, что главным направлением научно-технического прогресса в электроэнергетике, работающей на ВИЭ, на современном этапе станет повышение КПД и снижение себестоимости производства энергии на энергетических установках малой и средней мощности. Повышение КПД это один из действенных инструментов уменьшения вредных выбросов на единицу произведенной энергии.

«Холодное» направление развития теплоэнергетики особенно актуально для индивидуальных малых гелиоустановок на базе солнечного соляного пруда [2, 3, 4], поскольку температурный уровень

подводимого тепла к преобразователю энергии не превышает 100 °С.

Для выявления преимуществ охлаждения радиатора — преобразователя холодной водой по циклу Ренкина с рабочим телом — бутадием-1,3 (дивинил) ( $C_4H_6$ ) (температура кипения минус 4,47 °С при давлении 760 мм рт. ст.) по данным [6], определим КПД преобразователя при охлаждении его радиатора:

а) проточной (перекачиваемой) водой для интервала температур 80–30 °С: при  $h'_1 = 570,32$  кДж/кг — энтальпия жидкого дивинила при 30 °С;  $h''_1 = 950,22$  кДж/кг,  $h''_2 = 1007,1$  кДж/кг — энтальпия пара дивинила соответственно при 30 и 80 °С:

$$\eta_b = [(h''_2 - h''_1)/(h''_2 - h'_1)] 100 = 13,0\%;$$

б) льдом для интервала температур 80–10 °С: при  $h'_1 = 524,90$  кДж/кг — энтальпия жидкого дивинила при 10 °С;  $h''_1 = 926,10$  кДж/кг,  $h''_2 = 1007,1$  кДж/кг — энтальпия пара дивинила соответственно при 10 и 80 °С:

$$\eta_{\lambda} = [(h''_2 - h''_1)/(h''_2 - h'_1)] 100 = 16,8\%.$$

Следовательно, КПД преобразователя за счет охлаждения его радиатора льдом повышается для дивинила в  $\eta_{\lambda}/\eta_b = 1,29$  раза.

В статье [3] приводятся данные предварительных расчетов энергии, вырабатываемой водометом (преобразователем энергии) за счет охлаждения его радиатора льдом/талой водой, и сравнение с энергией потока воды, приводящего в действие гидротурбину. А в статье [4] приведена схема использования холода малых водотоков для солнечной энергоустановки (гелиоэлектростанции).

Понижение нижней границы термодинамического цикла рационально и практикуется для нормальной работы последней ступени цилиндра низкого давления турбины современной тепловой электростанции, установленного заводом-изготовителем (как правило, 0,12 кгс/см<sup>2</sup>, что соответствует температуре насыщенного водяного пара 49,1 °С).

В качестве иллюстрации эффективности нетрадиционных подходов в различных областях энергосбережения приведем следующие примеры.

**С низкими температурами связан необычный проект «Ночной ветер» (Night Wind).** Он разрабатывается группой исследовательских организаций и университетов из Нидерландов, Дании, Испании и Болгарии. Проект призывает к созданию европейской системы хранения энергии, получаемой от ветроэлектрических установок (ВЭУ), в огромных складах-холодильниках.

Непостоянство ветровой энергии вкупе с тем простым фактом, что ночью электропотребление заметно падает, а днем растет, подтолкнули европейских ученых к неожиданной идее: в качестве колоссальных аккумуляторов энергии, способных накапливать электроэнергию от ВЭУ и в целом стабилизировать расход энергии в сети, могут выступить гигантские склады-холодильники, расположенные по всему Старому свету.

Идея довольно проста и, главное, никаких особых изменений в существующих системах не требует. Просто ночью, когда потребление электроэнергии падает, а ВЭУ продолжают работать как обычно (не останавливать же лопасти), их мощность должна направляться на то, чтобы понизить на 1 °С температуру в этих холодильниках. Всего на 1 °С против обычной нормы.

Таким образом, энергия запасается в виде холода тысяч и тысяч тонн разнообразных продуктов, спокойно лежащих где-нибудь в Дании, Голландии или Франции. Днем же, когда потребление электричества растет, все эти гигантские холодильники можно выключить, позволив температуре постепенно подняться на 1 °С, т. е. вернуться к практикуемой технологической норме.

Если это будет применено во всех крупных холодильных складах Европы, то по расчетам авторов проекта это эквивалентно появлению в общей энергосети аккумулятора емкостью в 50 млн кВт·ч!

К неоспоримым плюсам этого проекта относится также то, что при работе ночью у холодильных машин выше эффективность, так как охлаждающий конденсаторы воздух летней ночью имеет более низкую температуру, чем днем на 10–15 °С.

**К низкотемпературной энергетике относится немецкий солнечный водяной насос.** Водяной насос Sunpulse Water, работающий от энергии Солнца, создан в немецкой компании Sunvention. Инженеры компании стремились избежать лишних преобразований энергии, чреватых её потерями, а поэтому для привода насоса использовали низкотемпературный двигатель Стирлинга, преобразовывающий тепловую энергию Солнца в механическую энергию движения. Насос включает двухметровый зонтичный солнечный коллектор, передающий тепло цилиндру двигателя Стирлинга. В качестве рабочего тела двигателя служит обычный воздух при атмосферном давлении. Он нагревается Солнцем (температура доходит до 100 °С и выше), а охлаждается — перекачиваемой водой. Колебания поршня с частотой 30–40 раз в минуту передаются поршневому насосу. Для поворота зонтичного коллектора предусмотрено маховое колесо. Насос Sunpulse Water способен поднимать воду из колодца с глубины до 100 м или закачивать её вверх на такую же высоту. Создавая напор 10 м, насос

в сутки перекачивает до 80 тыс. л воды. Если увеличить напор до 50 м, производительность снизится до 15 тыс. л в сутки. В ходе тестирования перед началом производства насос наработал свыше 1000 ч [7].

Таким образом, даже такие «бросовые» с традиционной точки зрения энергетические ресурсы, как малые водотоки (речушки и ручейки) горных местностей, могут стать хорошим подспорьем в повышении энергетической эффективности гелиоустановок и систем с термодинамическими циклами.

#### Литература

1. Шелестов С. И. Критерии безопасности гидротехнических сооружений // Академия Энергетики. 2010. № 4. С. 4–8.

2. Осадчий Г. Б. Солнечная энергия, её производные и технологии их использования (Введение в энергетику ВИЭ). Омск: ИПК Макшеевой Е. А., 2010. 572 с.

3. Осадчий Г. Б. Гелиоводомёт с солнечным соляным прудом // Промышленная энергетика. 1996. № 9. С. 46–48.

4. Осадчий Г. Б. Солнечная энергоустановка для горной местности // Промышленная энергетика. 1998. № 1.

5. Бродянский В. М. Повышение эффективности атомных и геотермальных электростанций посредством использования низких температур окружающей среды // Теплоэнергетика. — 2006. — № 3. — С. 36–41.

6. Ваграфтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М.: Наука, 1972. 720 с.

7. Солнечный насос // Корпоративная газета ОАО «Лукойл» Энерговектор. 2012. № 2. С. 13.

## Власти Москвы одобрили развитие распределенной генерации

Система энергоснабжения новой Москвы будет развиваться на основе распределенной генерации ГК Корпорации «Газэнергострой». Эту идею поддержали руководитель Департамента топливно-энергетического хозяйства Москвы Евгений Складов, заместитель мэра Москвы Пётр Бирюков, а также представители Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике, компаний «Газпром Промгаз», «Мосгаз», «Мосэнерго» и другие участники рынка на конференции «Топливо-энергетический комплекс города Москвы: новой Москве — новая энергетика». Конференция состоялась при поддержке правительства Москвы и была организована ОАО «МОЭК» совместно с Департаментом топливно-энергетического хозяйства города.

Выступая на конференции, президент ГК Корпорация «Газэнергострой» Сергей Чернин заявил, что для новых территорий Москвы, в рамках продолжения реализации распоряжения Правительства Москвы (№ 3071-РП), предполагается размещение до 2020 г. 22 энергокомплексов ГПА-ТЭЦ ГК Корпорация «Газэнергострой» суммарной установленной электрической мощностью 1,27 млн кВт, тепловой — 2,14 тыс. Гкал/ч, в том числе 708 МВт и 1 352 Гкал/ч на новой территории города.

При строительстве данных станций предполагается использовать высокоэффективные газопоршневые блок-модули полной заводской готовности типа GES-EH единичной установленной электрической мощностью от 2 до 24 МВт, выпускаемые

Корпорацией «ГазЭнергоСтрой» на базе газопоршневых двигателей ведущих европейских производителей. КПД производства электроэнергии на этих установках составляет 43–48 %, а общий КПД при комбинированной выработке тепла и электроэнергии достигает 90 %.

При этом на установках будут применены новейшие системы очистки, позволяющие снизить уровень выбросов оксидов азота ( $\text{NO}_x$ ) на 80 %. Этот эффект обеспечивается за счет применения запатентованной ГК Корпорация «Газэнергострой» системы восстановления азота в нанокатализаторах с добавлением синтез-газа. До минимального уровня будут снижены выбросы и других вредных веществ. Данное обстоятельство позволяет существенно снизить санитарно-защитную зону установок, что особенно важно в условиях плотной городской застройки.

Руководитель Департамента топливно-энергетического хозяйства Москвы Евгений Складов отметил, что «зеленая энергетика», так же как и распределенная генерация, должна иметь место на территории новой Москвы. ГК Корпорация «Газэнергострой» уже сделала первые шаги в этом направлении. Осенью этого года совместно с Курчатовским институтом было зарегистрировано СП «Центр инновационных энергетических технологий». В его рамках уже в будущем году планируется начать строительство биогазовой станции на территории института, а также осуществить целый ряд других разработок в сфере энергоэффективной генерации.



# Оценка показателей сохраняемости цифровых устройств релейной защиты

О. Г. Захаров

## Показатели сохраняемости в нормативных документах

В документе [1] требования к показателям сохраняемости цифровых устройств РЗА не установлены, поэтому некоторые изготовители микропроцессорных устройств релейной защиты в технических условиях указывают только назначенный срок хранения [2] в заводской упаковке, как это было в старой редакции документа [3]:

*«Срок хранения блока в упаковке и консервации изготовителя — 2 года со дня упаковывания».*

Условия хранения блоков в [3] заданы в соответствии с требованиями ГОСТ 23216—78 [4] как в части воздействия механических (условия С), так и климатических факторов (нижнее значение температуры — минус 45° С, верхнее значение температуры — плюс 60° С).

Действующая нормативная документация требует устанавливать не только назначенный срок хранения, но и показатели сохраняемости [5]:

- средний срок сохраняемости —  $T_{с.ср}$ ;
- гамма-процентный срок сохраняемости —  $T_{с\gamma}$ .

Для выбора одного из двух показателей сохраняемости в стандарте рекомендовано оценивать *«возможные последствия достижения предельного состояния или отказа при хранении и (или) транспортировании»*.

Если отказ (достижение предельного состояния) изделия при хранении (транспортировании) изделия не приводит к катастрофическим последствиям, то стандарт рекомендует использовать показатель  $T_{с.ср}$ .

Если после отказа или достижения предельного состояния изделия возможны катастрофические последствия, то используют показатель  $T_{с\gamma}$ .

В последнем случае предполагается, что техническое состояние изделий можно контролировать.

Кроме самого показателя в документации на изделие должны быть заданы условия и режимы хранения (транспортирования) по [4].

Ряд организаций, проводящих аттестацию продукции или экспертизу документации на них, требуют включать в технические условия помимо назначенного срока хранения оба показателя сохраняемости и даже закрепляют это требование в своём отраслевом документе, как это сделано, например в ОТТ-20.020.00-КТН-008—10.

Из-за таких требований в последнюю редакцию технических условий [3] были введены оба показателя сохраняемости, что сделало необходимым выбор стандартного метода их экспериментального определения для включения в программу и методику испытаний цифровых устройств релейной защиты и проведения контрольных испытаний, подтверждающих заданные значения показателей.

## Метод оценки показателей

Из известных методов оценки показателей сохраняемости обратим внимание на метод *непосредственного хранения*, установленный стандартом [7], а также рекомендованный в стандартах [7, 8] и ряде других нормативных документов.

Данный метод предполагает закладку на длительное хранение испытываемых изделий на складе завода — изготовителя изделий. В [9] для оценки показателей сохраняемости рекомендованы такие планы испытаний:

- для среднего срока сохраняемости

|                                       |                                                                                                                                                                                                                                                                 |
|---------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. План испытаний [NUT]<br>План [NUT] | План испытаний согласно которому <i>одно- временно</i> испытывают $N$ объектов, отказавшие во время испытаний объекты не восстанавливают и не заменяют, испытания прекращают по истечении времени испытаний или наработки $T$ для каждого неотказавшего объекта |
|---------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

- для гамма-процентного срока сохраняемости

|                                       |                                                                                                                                                                                                                    |
|---------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2. План испытаний [NUT]<br>План [NUT] | План испытаний, согласно которому испытывают одновременно $N$ объектов, отказавшие во время испытаний объекты не восстанавливают и не заменяют, испытания прекращают, когда число отказавших объектов достигло $r$ |
|---------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Буквами в планах испытаний обозначены:

- $N$  — объем выборки;
- $U$  — изделия в случае отказа не восстанавливают и не заменяют;
- $T$  — продолжительность испытаний;
- $r$  — число отказов или отказавших объектов.

Из описания планов испытаний [NUT] и [NUT] видно, что их принципиальное отличие от плана испытаний [NMS], использовавшегося для оценки наработки этих же изделий на отказ [10], заключается в том, что в последнем случае изделия испытывались последовательно (и не обязательно *одновременно*), а отказавшие изделия ремонтировались.



## Определения гамма-процентного срока сохраняемости

**Отбор объектов для испытаний.** Самый простой способ проведения таких испытаний — непосредственное хранение [6] — экономически нецелесообразен, так как одновременно из оборота необходимо вывести значительное число изделий на срок не менее 24 мес.

Для отбора объектов, подходящих для испытаний, были проверены складские остатки предприятия по состоянию на день начала испытаний. В результате было выявлено 14 изделий двух типов, переданных на хранение сразу после прохождения приемо-сдаточных испытаний (табл. 1).

**Таблица 1. Информация об изделиях, хранившихся на складе изготовителя на день начала испытаний**

| Тип изделия | Число | Срок хранения, мес. |
|-------------|-------|---------------------|
| А           | 5     | 16                  |
|             | 3     | 38                  |
| Ж           | 1     | 44                  |
|             | 5     | 32                  |

Изделия типа А и Ж изготовлены по одной и той же технологии, состоят из одинаковых модулей и имеют одно и то же функциональное назначение. Для изготовления изделий этого типа применены одни и те же материалы и комплектующие электрорадиоэлементы.

Все это позволяет рассматривать совокупность изделий двух типов как выборку из 14 блоков и в дальнейшем распространять результаты испытаний изделий типа А на изделия типа Ж и наоборот.

Все перечисленные в табл. 1 изделия были сняты с хранения и переданы в ОТК для проведения приемо-сдаточных испытаний (ПСИ) по той же самой программе, по которой испытывают все новые изделия.

Результаты ПСИ показали, что после хранения в течение указанного в табл. 1 промежутка времени все контролируемые параметры и характеристики

этих изделий соответствуют требованиям технических условий, поэтому отобранные изделия можно использовать для экспериментальной оценки показателей сохраняемости.

Рассмотрим как такой подход (использование для испытаний изделий, не переданных по каким-то причинам потребителю) позволяет получить необходимую информацию о показателях сохраняемости изделий.

### Нормализация времени испытаний выборки.

Как следует из табл. 1 все изделия хранились на складе разное время — от 16 до 44 мес. Однако, согласно требованиям стандарта [6], при непосредственном методе хранения продолжительность испытаний, т. е. фактически время хранения, должна быть не менее срока сохраняемости, который составляет 24 мес., как это и записано в технических условиях на данные изделия [12]<sup>1</sup>.

Для того чтобы не сокращать объем выборки, отсчет времени хранения изделий будем начинать не с даты закладки первого блока типа Ж (рис. 1), а с даты закладки на хранение пяти блоков типа А (линия Е на рис. 1). Поэтому время хранения восьми блоков до даты закладки пяти блоков типа А (линия Е на рис. 1) в дальнейшем не учитывается.

Такая процедура контроля технического состояния хранящихся изделий позволяет обеспечить выполнение главного условия выбранных выше планов испытаний [NUT] и [Nur] — *одновременность* испытаний всех *N* объектов выборки.

В связи с тем, что в данном случае продолжительность хранения всех блоков составила всего 16 мес., было принято решение вернуть все проверенные изделия на дальнейшее хранение (линия Д на рис. 1 соответствует дате проведения первых ПСИ всей выборки из 14 блоков).

В соответствии с рекомендациями стандарта [6] в дальнейшем испытания этих изделий будут

<sup>1</sup> См. также [http://rza.org.ua/news/read/Noviy-standart-organizatsii---tehnicheskie-usloviya---nablocki-BMRZ-dlya-zheleznih-dorog---proizvodstva-NTTS---Mehanotronika---\\_1919.html](http://rza.org.ua/news/read/Noviy-standart-organizatsii---tehnicheskie-usloviya---nablocki-BMRZ-dlya-zheleznih-dorog---proizvodstva-NTTS---Mehanotronika---_1919.html).

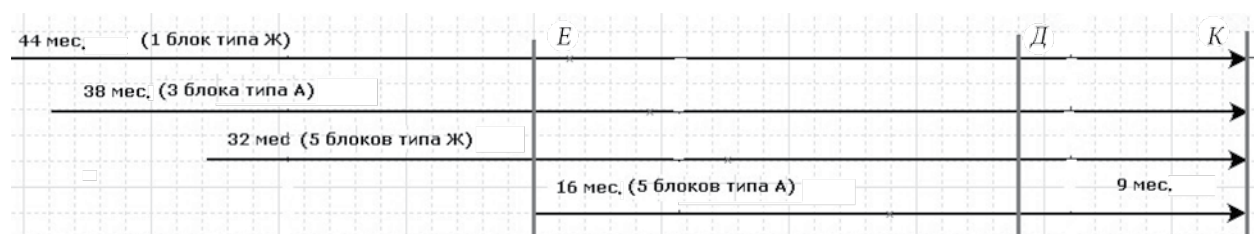


Рис. 1. Нормализация продолжительности испытаний на сохраняемость

проводиться 1 раз в квартал до тех пор, пока срок хранения пяти изделий типа А (заложены на хранение в момент времени  $E$ ) не превысит 24 мес. (линия  $K$  на рис. 1). Напомним, что продолжительность хранения 24 мес. установлена в технических условиях на эти изделия.

**Оценка результатов испытаний по табличным данным.** Согласно [9], исходными данными при плане испытаний  $[Nur]$  служат:

- выборочные значения срока сохраняемости  $t_1, t_2, t_r$ ;
- число отказов  $r$ ;
- объем выборки  $N$ .

По результатам испытаний, проведенных в момент времени  $D$ , стали известны выборочные значения сроков сохраняемости каждого из 14 изделий, т.е.  $t_1 = t_2 = t_n = 16$  мес. Для этой даты известны также число отказов ( $r = 0$ ) и объем выборки ( $N = 14$ ).

Как известно, стандарты дают разные рекомендации относительно объема выборки, различающейся от вида изделий и отрасли, в которой их используют.

Чтобы не увеличивать затраты на экспериментальное определение показателей сохраняемости, стандарт [6] допускает уменьшать число изделий в выборке, если её объем превышает 1 % годового выпуска изделий. Так как отобранные для испытаний 14 изделий (объем выборки) существенно меньше 1 % годового выпуска изделий данного вида, сокращать её объем нет необходимости.

При оценке гамма-процентного срока сохраняемости и неизвестном законе распределения стандарт [6] рекомендует выбирать допустимое число отказов  $r$  по табличным данным, предполагая заданным число испытываемых объектов  $N$ , что в нашем случае соответствует объему выборки (табл. 2).

На основании табл. 2 можно заключить, что как при отсутствии отказавших блоков ( $r = 0$ ), так и при одном отказавшем блоке ( $r = 1$ ) для

выборки данного объема  $N = 14 > 13$ , гамма-процентный ресурс сохраняемости  $\gamma = 0,80$  для продолжительности испытаний 24 мес. (см. линию  $K$  на рис. 1).

Риск потребителя при любом исходе испытаний ( $r = 0, r = 1$ ) составит:

$$\beta = 1 - q = 1 - 0,95 = 0,05.$$

Если же во время хранения произойдет отказ двух блоков ( $r = 2$ ), значение гамма-процентного срока сохраняемости останется неизменным ( $\gamma = 0,80$ ), но согласно табличным данным доверительная вероятность уменьшится до 0,80, а риск потребителя  $\beta$  вырастет до 0,2.

**Оценка результатов испытаний по статистическим данным.** При наличии отказов, выявленных во время испытаний стандарт [6] рекомендует использовать для опытного вычисления  $\gamma$ -процентов такую формулу, %:

$$\gamma = \left(1 - \frac{r}{N}\right) 100. \quad (1)$$

Отметим, что при нулевом числе отказов  $r$  при любом объеме выборки  $N$  результат определения  $\gamma$  по формуле (1) будет один и тот же, т.е.  $\gamma = 100\%$ .

**Сравнение результатов, полученных разными способами.** Для вынесения окончательной оценки данного показателя сохраняемости в табл. 3 сведены:

- результаты вычислений  $\gamma$ -процентов по формуле (1) при трёх значениях  $r$  для  $N = 14$ ;
- оценки, сделанные на основании табличных данных, приведенных в стандарте [9] для  $N = 13$ .

Отметим, что увеличение числа хранящихся изделий до 15 ( $N = 15$ ), повысит табличное значение  $\gamma$  до 90 (при доверительной вероятности  $q = 0,8$ ), если за время хранения откажет не более одного изделия.

Расчетное значение  $\gamma$ , найденное по формуле (1), при  $r = 1$  и  $N = 15$  будет  $\gamma = 93,3\%$ .

Таблица 2. Фрагмент табл. 26 из [9]

| $\gamma/100$ или $P(t)$ | $q$  | $N$ или $r$ |    |    |
|-------------------------|------|-------------|----|----|
|                         |      | 0           | 1  | 2  |
| 0,50                    | 0,80 | —           | —  | —  |
|                         | 0,90 | —           | —  | 6  |
|                         | 0,95 | —           | —  | 8  |
|                         | 0,99 | 6           | 10 | 10 |
| 0,80                    | 0,80 | 8           | 8  | 13 |
|                         | 0,90 | 10          | 10 | 15 |
|                         | 0,95 | 13          | 13 | 20 |
|                         | 0,99 | 20          | 20 | 25 |
| 0,90                    | 0,80 | 15          | 15 | 32 |
|                         | 0,90 | 20          | 20 | 32 |

Таблица 3. Сравнение опытных и табличных значений  $\gamma$ -процентов

| Источник         | $\gamma$ -процент для $\gamma$ |      |      |
|------------------|--------------------------------|------|------|
|                  | 0                              | 1    | 2    |
| Формула (1)      | 100,0                          | 92,8 | 85,7 |
| Таблица 2 по [9] | 80,0                           | 80,0 | 80,0 |

Таблица 4. Сроки ввода в эксплуатацию изделий

| Тип изделия | Срок ввода в эксплуатацию, мес. |   |    |    |    |   |   |    |    |    | Среднее значение, мес. |
|-------------|---------------------------------|---|----|----|----|---|---|----|----|----|------------------------|
|             | 1                               | 3 | 4  | 5  | 6  | 7 | 9 | 12 | 13 | 14 |                        |
| Б           | 5                               | 6 | 17 | 5  | 3  | 4 | 1 | —  | 1  | 1  | 4,4                    |
| Д           | —                               | — | 12 | 13 | 10 | — | — | 1  | 2  | —  | 5,6                    |

Проведенная оценка данного показателя позволяет утверждать, что значение  $\gamma$ -процента для выборки из 14 изделий, в которой был зафиксирован один отказ, находится в диапазоне:

$$93,3 > \gamma > 80,0.$$

### Дополнительная оценка гамма-процентного срока сохраняемости

**Отбор объектов для испытаний.** Для дополнительной оценки этого показателя были сформированы две выборки. Первая выборка была составлена из изделий, хранившихся на складе.

Для составления этой выборки был проанализирован весь массив «уведомлений о вводе в эксплуатацию»<sup>1</sup>, поступивших изготовителю в 2011–2012 гг. Срок хранения изделий у потребителя определялся как разность между датой отгрузки и датой ввода в эксплуатацию. Для испытаний отбирались блоки, поступившие на один и тот же объект и хранившиеся в одинаковых условиях.

<sup>1</sup> Вкладыш в паспорт изделия при получении которого изготовитель устанавливает увеличенный гарантийный срок

Информация о среднем сроке ввода в эксплуатацию наибольшей по числу изделий выборки (81 изделие), поставленных на один и тот же объект, сведены в табл. 4.

Отметим, что 74 % поставленных изделий (заштрихованные графы в табл. 4) были введены в эксплуатацию в срок от 4 до 6 мес. (рис. 2) после отгрузки их потребителю.

Данное исследование подтвердило:

- наличие тенденции сокращения срока ввода в эксплуатацию изделий;
- невозможность использования выборки из 81 изделия для испытаний на сохраняемость из-за небольшого срока их хранения у потребителя.

Отметим, что проведенные ранее исследования [10] показали, что средний срок ввода изделий в эксплуатацию (в зависимости от типа и исполнения блока) составлял в среднем не более 10 мес. со дня отгрузки, что также не позволяет использовать эти изделия для оценки показателей сохраняемости.

Тем не менее, анализ всего массива «уведомлений о вводе в эксплуатацию», полученных изготовителями в 2011–2012 гг., позволил выявить 15 блоков типа А, поставленных потребителю в 2006,

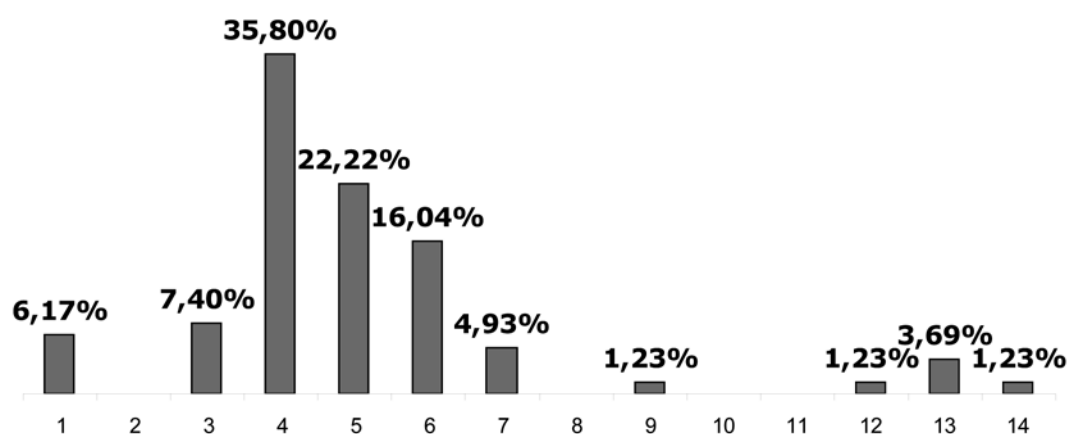


Рис. 2. Диаграмма ввода изделия в эксплуатацию

2007 и 2008 гг. тремя партиями на один и тот же объект и хранившихся до момента их ввода в эксплуатацию не менее 24 мес.:

- 12 блоков (поставка 2006 г., от отгрузки 17.11.06 до ввода в эксплуатацию прошло 66 мес.);
- 1 блок (поставка 2007 г., от отгрузки 04.10.07 до ввода в эксплуатацию прошло 56 мес.);
- 2 блока (поставка 2008 г., от отгрузки 25.03.08 до ввода в эксплуатацию прошло 50 мес.).

Эти блоки хранились на складе потребителя в течение срока, превышающего 24 мес. Условия хранения соответствовали заданным в документации на них. Всё это позволяет использовать эти 15 изделий для проведения контрольных испытаний на сохраняемость. Таким образом, объём первой выборки для дополнительных испытаний  $N_2 = 15$ .

Вторую выборку для дополнительной оценки  $\gamma$ -процентного показателя сохраняемости была составлена из изделий, возвращенных изготовителю после хранения у потребителя.

Несмотря на то, что эти изделия не были введены в эксплуатацию после хранения у потребителя из-за замечаний к этим изделиям, однако все замечания потребителя касались только их внешнего вида, что не влияло на их электрические характеристики.

Причина возврата была признана необоснованной и в соответствии с рекомендациями, изложенными в п. 2.2.3 [6], все возвращенные изделия были допущены к контрольным испытаниям на сохраняемость.

Вторую выборку составили девять изделий типа К, которые до возвращения изготовителю хранились на складе потребителя в течение 17 мес.

**Нормализация времени испытаний выборки.** При определении срока хранения изделий для второй выборки в качестве определяющего был выбран

наименьший срок хранения — 50 мес. и из него исключена продолжительность логистической задержки [2], составляющей 2 мес. Отметим, что стандарт [6] допускает длительность такой задержки до 3 мес. Таким образом, срок хранения выборки из 15 блоков составил 48 мес., что соответствует удвоенному сроку сохраняемости, зафиксированному в технических условиях [11].

Приемо-сдаточные испытания 15 блоков типа А после снятия их с хранения (см. линию К на рис. 3) проводились в условиях эксплуатирующего предприятия с участием специалистов изготовителя.

**Оценка результатов испытаний по табличным данным.** В результате испытаний установлено, что все контролируемые параметры и характеристики изделий, составивших вторую выборку, соответствуют требованиям технических условий на изделия типа А, а количество отказавших изделий равно нулю, т.е.  $r = 0$ .

На основании этого можно утверждать, что сделанные ранее выводы по результатам испытаний на сохраняемость при хранении на складе изготовителя остаются в силе.

Значение  $\gamma$ -процента на основании табличных данных для этих 15 блоков равно 0,90 при доверительной вероятности  $q = 0,8$ , как при  $r = 0$ , так и при  $r = 1$ . Таким образом, подтверждена нижняя граница данного показателя.

Испытания третьей группы изделий, возвращенных изготовителю, подтвердили их соответствие требованиям технических условий, исключая замечания по внешнему виду.

Используя данные из табл. 1, принимаем для девяти изделий типа К значение  $\gamma$  равным 0,8 при доверительной вероятности  $q = 0,8$  и  $r = 0$ .

Таким образом, контрольные испытания трёх групп блоков позволили одинаково оценить нижнюю границу  $\gamma$ -процентного показателя сохраняемости.



Рис. 3. Определение срока хранения блоков у потребителя

Таблица 5. Фрагмент табл. 28 из [9]

| $d$ | $q$  | $P(t)$ |       |       |       |       |
|-----|------|--------|-------|-------|-------|-------|
|     |      | 0,800  | 0,850 | 0,900 | 0,950 | 0,975 |
| 0   | 0,80 | 7      | 10    | 15    | 31    | 64    |
|     | 0,90 | 10     | 14    | 22    | 45    | 91    |
|     | 0,95 | 13     | 18    | 28    | 58    | 118   |
|     | 0,99 | 21     | 28    | 44    | 90    | 182   |
| 1   | 0,80 | 14     | 19    | 29    | 59    | 119   |

### Оценка среднего срока сохраняемости

Оценку среднего срока сохраняемости  $T_{с.ср}$  про-  
изведем на примере двух выборок.

Первая выборка состоит из 14 изделий типов А и Ж. После хранения этих 14 изделий в течение 16 мес. (см. линии Е и Д на рис. 1) ни одного отказа не наступило и все изделия сохранили работоспособность.

В соответствии с рекомендациями, изложенными в [10], для плана испытаний [NUT] при оценке среднего срока сохраняемости необходима следующая исходная информация:

- выборочные значения срока сохраняемости  $t_1, t_2, t_d$ ;
- продолжительности испытаний  $T$ ;
- объем выборки  $N$ .

Выборочные значения срока сохраняемости для всех испытываемых изделий одинаковы, т.е.  $t_1 = t_2 = t_n = 16$  месяцев.

Продолжительность испытаний  $T = 16$  мес., а объем выборки  $N_1 = 14$ . Воспользуемся табл. 28 из стандарта [9] при известном значении  $N$  (заштрихованная ячейка в табл. 5).

Стандарт [9] рекомендует вычислять точечные оценки показателей надежности только при  $r > 5$ .

В связи с тем, что в нашем случае отказы изделий при хранении не зафиксированы, при оценке среднего срока сохраняемости  $T_{ср}$  используем нижнюю доверительную границу вероятности  $P(T)$ .

При объеме выборки  $N_1 = 14$  изделий,  $q = 0,9$  и  $d = 0$  принимаем значение  $P(T) = 0,85$  (заштрихованная ячейка в табл. 5). Так как выборка из 14 изделий (см. табл. 1) хранилась 16 мес., то суммарный срок хранения этих изделий составил

$$T_{\Sigma 1} = 16 \cdot 14 = 224 \text{ мес. (более 150 000 ч.)}$$

Отметим, что в технических условиях [11] средняя наработка на отказ этих изделий составляет 125 000 ч.

На дату проведения испытаний (см. линия Д на рис. 1) подтвержденное испытанием значение среднего срока сохраняемости  $T_{ср}$  составило 16 мес. Если за оставшееся до даты окончания испытаний на сохраняемость время (см. линию К на рис. 1)

не будет зафиксировано ни одного отказа ( $d = 0$ ), то средний срок сохраняемости  $T_{ср} = 24$  мес. при  $P(T) = 0,85$ .

Если же за этот период времени произойдет отказ одного изделия ( $d = 1$ ), то значение среднего срока сохраняемости  $T_{ср}$  останется прежним, но изменится значение  $q$  (уменьшится до 0,8), а  $P(T)$  станет равным 0,80.

Изделия из второй выборки (см. рис. 3,  $N_2 = 15$ ) хранились у потребителя 48 мес. За время хранения отказов изделий не было зафиксировано. Поэтому средний срок сохраняемости изделий из этой выборки  $T_{ср} = 48$  мес. при  $q = 0,8$  и  $d = 0$  и  $P(T) = 0,9$  (см. табл. 5)

Суммарный срок хранения этой выборки составил  $T_{\Sigma 2} = 15 \cdot 48 = 720$  мес. или более 500 000 ч., что более чем в 3 раза превышает значение наработки на отказ, установленное в технических условиях [11].

### Выводы

1. Предложен подход к оценке показателей сохраняемости, позволяющий использовать стандартные планы испытаний, оценить риск потребителя и поставщика, доверительную вероятность, объем выборки и другие показатели по таблицам, приведенным в нормативных документах.

2. Данный подход к оценке реализован на нескольких выборках изделий, хранившихся у изготовителя и потребителя, что позволило оценить два показателя сохраняемости изделий, установленных стандартом [1].

3. Проведенные испытания на сохраняемость позволили подтвердить значения показателей сохраняемости изделий, зафиксированные в технических условиях на них.

### Литература

1. РД 34.35.310–97. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. М.: ОРГРЭС, 1997
2. ГОСТ 27.002–89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения
3. ДИВГ. 648228.001 ТУ. Блоки микропроцессорные релейной защиты БМРЗ. Технические условия.



4. **ГОСТ 23216–78.** Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита. Упаковка. Общие требования и методы испытаний.

5. **ГОСТ 27.003–90.** Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности.

6. **ГОСТ 21493–76.** Изделия электронной техники. Требования по сохраняемости и методы испытаний.

7. **ГОСТ 2583–92.** Батареи из цилиндрических марганцево-цинковых элементов с соевым электролитом. Технические условия.

8. **РД 50–707–91.** Руководящий документ по стандартизации. Методические указания. Изделия медицинской техники. Требования к надежности. Правила и методы контроля показателей надежности

9. **РД 50–690–89.** Надежность в технике. Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным. Методические указания.

10. **Гондуров С. А., Захаров О. Г.** Определение наработки на отказ по результатам эксплуатации//<http://rza.org.ua/article/read/Opredelenie-narabotki-na-otkaz-po-rezul-tatam-ekspluatatsii> — Gondurov-S-A —Zaharov-O-G-\_77.html

11. **СТО ДИВГ-050–2012.** Блоки микропроцессорные релейной защиты БМРЗ. Технические условия.

12. **ГОСТ Р 51372–99.** Методы ускоренных испытаний на долговечность и сохраняемость при воздействии агрессивных и других специальных сред для технических изделий, материалов и систем материалов. Общие положения.

## На подземной подстанции 220 кВ «Союз» в Сколково установят уникальные силовые трансформаторы

Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» — Магистральные электрические сети (МЭС) Центра — начал работы по установке двух уникальных трансформаторов 220/20 кВ с элегазовой изоляцией мощностью по 63 МВ·А каждый на подстанции 220 кВ «Союз». Данный энергообъект предназначен для обеспечения надежного энергоснабжения строящегося инновационного центра «Сколково».

Устанавливаемые трансформаторы для городских подстанций в России ранее не применялись. По сравнению с традиционными трансформаторами с масляной изоляцией они обладают рядом преимуществ. В качестве изолирующей среды и хладагента в них используется элегаз (гексафторид серы SF<sub>6</sub>). Это делает трансформаторы взрыво- и пожаробезопасными и исключает необходимость содержания системы пожаротушения и маслосборников.

Кроме того, элегазовый трансформатор имеет отличное сопряжение с элегазовой коммутационной аппаратурой (КРУЭ), что обеспечивает компактную планировку подстанции. Это все позволяет значительно снизить затраты на строительство городских энергообъектов закрытого типа.

Новые трансформаторы установлены на штатные места в помещении машинного зала подстанции на проектную отметку 15,3 м ниже уровня земли при помощи автокрана грузоподъемностью 500 т через монтажный проем. Монтаж навесного оборудования

будет выполняться под руководством японских специалистов компании Toshiba.

На подстанции 220 кВ «Союз» в настоящее время производятся отделочные работы, а помещение машинного зала подготовлено для монтажа силового оборудования.

Подстанция 220 кВ «Союз» располагается в подземной части офисного здания. Подземный энергообъект имеет восьмиугольную форму. В центральном зале, представляющем собой круглое помещение диаметром 30 м, помимо двух элегазовых трансформаторов, будет смонтировано комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией на напряжение 220 кВ. Также на территории энергообъекта будет размещено оборудование релейной защиты и противоаварийной автоматики, системы связи и автоматизированная система управления технологическими процессами.

В рамках реализации проекта электроснабжения будущего российского Иннограда строятся две подземные подстанции 220 кВ установленной мощностью 126 МВ·А каждая. Выполнено переустройство всех участков действующих воздушных линий электропередачи на территории инновационного центра в кабельно-воздушные. В общей сложности проложено 235 км кабельных линий электропередачи напряжением от 110 до 500 кВ. На сегодняшний день это самый крупный в России кластер подземных энергообъектов.

# Разработка «Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2020 года с перспективой до 2030 года»

УТВЕРЖДАЮ

*Председатель Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф.*

*А. Ф. Дьяков*

*« 14 » декабря 2012 г.*

## ПРОТОКОЛ № 6/12

совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС»

05 декабря 2012 г.

г. Москва

На совместном заседании выступили:

**Со вступительным словом:**

Председатель Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. **А. Ф. Дьяков**.

**С докладом:**

**«Разработка «Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2020 года с перспективой до 2030 года» — заведующий отделением ОАО «Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского» (ОАО «ЭНИН»), доктор техн. наук В. А. Баринов.**

В своем докладе заведующий отделением ОАО «ЭНИН» доктор техн. наук В. А. Баринов представил основные результаты «Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2020 года с перспективой до 2030 года» (далее — Программы).

Разработка Программы выполнена ОАО «ЭНИН» в качестве головной организации совместно с ведущими организациями отрасли и Российской академии наук (РАН): ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ИНЭИ РАН, ИСЭМ СО РАН, ОАО «НИИПТ» (в настоящее время ОАО «НТЦ ЕЭС»). Заказчик работы — ОАО «ФСК ЕЭС».

Основные положения доклада приведены в статье В. А. Баринова, В. Ф. Лачугина, Н. В. Лисицына и др. (см. стр. 3).

**С заключениями от экспертирующих организаций выступили:**

от ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» — научный руководитель доктор техн. наук **Ю. Г. Шакарян**;

от ОАО «СО ЕЭС» — начальник Департамента технического регулирования доктор техн. наук **Ю. Н. Кучеров**.

**В обсуждении доклада приняли участие:**

академик РАН **О. Н. Фаворский**, академик РАН **А. А. Саркисов**, доктор техн. наук **В. В. Бушуев** — генеральный директор Института энергетической стратегии, доктор техн. наук **Б. И. Нигматулин** — первый заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий, канд. экон. наук **В. А. Джангиров** — заместитель председателя Комитета Торгово-промышленной палаты РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, канд. экон. наук **В. И. Чемоданов** — заместитель генерального директора ОАО «Институт «Энергосетьпроект», доктор техн. наук **Ф. Л. Коган**, канд. техн. наук **Э. М. Перминов** — генеральный директор ЗАО «НЕТРАЭЛ».

**С заключительным словом и по проекту решения выступил** председатель Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. **А. Ф. Дьяков**.

**В докладах экспертов и в выступлениях по представленному докладу высказаны следующие замечания и предложения.**

1. Отметить важность и своевременность разработки «Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2020 года с перспективой до 2030 года», имеющей целью создание надежного и эффективного электросетевого комплекса страны на базе инновационных технологий, обеспечивающей потребность экономики и населения страны в электрической энергии.

2. Целью разработки Программы является выработка рекомендаций по формированию программы модернизации ЕНЭС, формирование программы модернизации ЕНЭС до 2030 г. с оценкой требуемых ресурсов для ее реализации и первоочередных направлений развития средств и технологий, направленных на обеспечение надежного и наиболее экономичного функционирования электроэнергетики Российской Федерации. Содержание Программы соответствует такой формулировке цели и включает рекомендации, основные направления модернизации ЕНЭС России на период до 2020 г. с перспективой до 2030 г., перечень конкретных мероприятий и сроки их выполнения по строительству новых и реконструкции существующих объектов в ЕНЭС.

В таком виде Программа должна служить основой для выполнения других работ:

- рекомендаций для внесения изменений в Энергетическую стратегию России и Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики;
- схемы и программы развития ЕЭС России;
- программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации;
- программы развития отечественного энергомашиностроения, строительной индустрии и др.

3. Однако выводы в работе не содержат предложений по учету ее положений при разработке схем и программ перспективного развития электроэнергетики, предусмотренных Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства РФ от 17 октября 2009 г. № 823.

4. Рекомендовать ОАО «ФСК ЕЭС» с учетом разработанной Программы:

- выполнить корректировку Положения о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС», утвержденного советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС» 8 февраля 2011 г., и Программы инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС» до 2016 г. с перспективой до 2020 г, утвержденной Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС» 16 декабря 2010 г.;
- выработать совместно с Минэнерго России предложения по учету положений Программы

в составе работ, выполняемых в соответствии с постановлением Правительства РФ от 17 октября 2009 г. № 823;

- обеспечить регулярный анализ выполнения и корректировку Программы (не реже 1 раза в 3 года).

5. В дальнейшем включить в состав задач, решаемых в Программе:

- проведение оценки надежности ЕНЭС;
- оценку влияния на функционирование рынка электроэнергии и мощности, в том числе развитие зон свободного перетока мощности;
- разработку предложений по развитию необходимой нормативно-технической базы;
- установление связи с разрабатываемыми схемами территориального планирования.

6. Приведенное технико-экономическое обоснование сооружения транзита ультравысокого напряжения не содержит четкого вывода о целесообразности его сооружения. Вместе с тем, представленный в работе материал создает основу для разработки стратегического плана развития национальной электрической сети высшего уровня, связывающей восточные и западные регионы страны линиями электропередачи сверхвысокого напряжения в целях обеспечения единства энергетической инфраструктуры и энергетической безопасности страны.

7. В Программе надежность электроснабжения характеризуется только проектным показателем балансовой надежности. Однако этот показатель сильно зависит от надежности генерирующего оборудования, что не позволяет в полной мере использовать показатель балансовой надежности для характеристики надежности ЕНЭС.

При оценке надежности передающих электрических сетей в зарубежной практике используется более широкий состав показателей надежности. Такой состав показателей надежности стандартизирован (например, T-SAIDI и T-SAIFI для характеристики длительности и частоты перерывов в поставках электроэнергии соответственно и др. показатели). Кроме того, для характеристики надежности функционирования ЕНЭС могут использоваться показатели функционирования оператора ЕНЭС, подобные тем, которые используются за рубежом, например в США при анализе деятельности операторов электропередачи (ISO и RTO). Рекомендуются ОАО «ФСК ЕЭС» в такого рода работах применять практику оценки надежности ЕНЭС.

8. В Программе не проведен в полной мере анализ технической возможности производства необходимого количества оборудования в России и мире по типам оборудования и организационно-технической возможности проведения модернизации

в части наличия научных, проектных и строительных ресурсов. Отсутствуют требования к отечественному энергомашиностроению.

9. При мониторинге и корректировке Программы модернизации ЕНЭС России целесообразно дополнительно рассмотреть следующие проблемы:

- развитие электрических сетей мегаполисов;
- применение накопителей электроэнергии;
- использование сверхпроводникового оборудования;
- применение компактных линий электропередачи повышенной пропускной способности;
- оценку влияния перспектив распределенной генерации на развитие электрических сетей;
- повышение энергобезопасности изолированных территорий;
- связи с работами, выполняемыми в рамках технологической платформы «Малая распределенная энергетика» Минэнерго России.

В виду комплексного характера такого рода работ рекомендуется ОАО «ФСК ЕЭС» выносить рассмотрение технических заданий на Научно-техническую коллегию НП «НТС ЕЭС».

**С заключительным словом и по проекту решения выступил** председатель Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. **А. Ф. Дьяков**.

#### **Совместное заседание РЕШИЛО:**

1. Одобрить работу по разработке «Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2020 года с перспективой до 2030 года», выполненную коллективом научных и проектных организаций под руководством ОАО «Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского».

*Заместитель председателя  
Научно-технической коллегии  
НП «НТС ЕЭС», доктор техн. наук, проф.*

*В. В. Молодюк*

Результаты выполненных комплексных исследований по обоснованию Программы модернизации ЕНЭС России, основные положения Программы, а также перечень мероприятий и сроков их выполнения по строительству новых и реконструкции существующих подстанций и линий электропередачи, замене отдельных единиц оборудования с применением инновационных технологий, являются хорошей основой для выполнения других работ, в том числе:

- рекомендаций для внесения изменений в Энергетическую стратегию России и Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики;
- схемы и программы развития ЕЭС России;
- программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации;
- программы развития отечественного энергомашиностроения, строительной индустрии и др.

2. Рекомендовать разработчикам «Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2020 года с перспективой до 2030 года» в дальнейшем учесть замечания и предложения, содержащиеся в выступлениях членов Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, приглашенных специалистов.

3. Рекомендовать ОАО «ФСК ЕЭС»:

- обеспечить регулярный анализ выполнения и корректировку «Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2020 года с перспективой до 2030 года»;
- выносить обсуждение технических заданий такого вида комплексных работ на Научно-техническую коллегию НП «НТС ЕЭС».

*Ученый секретарь  
Научно-технической коллегии  
НП «НТС ЕЭС», канд. техн. наук*

*Я. Ш. Исамухамедов*

## Проблемы в системе понятий

О. Г. Захаров

Англо-русский словарь [1] даёт два варианта перевода английского термина «protection relay» на русский язык:

- 1) реле защиты;
- 2) релейная защита.

Журнал «Вести в электроэнергетике» недавно опубликовал статью [2], в названии которой словосочетания «реле защиты» и «релейная защита» связаны с «проблемами в терминологии».

Как известно [3, 4, 5, 6], любая терминологическая система начинается с формирования **системы понятий**. Только после формирования такой системы понятий можно оценивать удачность или неудачность того или иного термина для обозначения конкретного понятия.

Автор работы [2] заранее предполагает, что словосочетаниями «реле защиты» и «релейная защита» следует обозначать два разных понятия, поэтому приводит несколько таблиц, в которых, по его мнению, приведены определения терминов «релейная защита» и «реле защиты».

Оставим в стороне всё то, что процитировано в статье [2] из англоязычных источников, и обратим внимание только на цитаты про «релейную защиту» и «реле защиты» из книг, нормативных документов и работ, изданных на русском языке.

На самом деле, **определение** необходимо дать **понятию** для того, чтобы можно было бы отграничить его от другого понятия, и только после этого следует выбирать термины для обозначения выделенных понятий.

Однако ни в одной из таблиц не приведено ни определения понятия, обозначаемого терминами «релейная защита» (табл. 1) и «реле защиты» (рис. 3).

Как видно из табл. 1, автор приводит не определения понятия, обозначаемого термином «релейная защита», а цитирует тексты из книг, где рассказывается об основном и дополнительном **назначении релейной защиты**.

Наиболее подходящее для анализа определение реле защиты из книги [7] оставлено без обсуждения.

Приведенный в этой же таблице отрывок из книги коллектива авторов (В. Л. Фабрикант, В. П. Глухов, Л. Б. Паперно) представляет собой описание задачи «каждого устройства релейной защиты и автоматики энергосистем» и так же не представляют собой определения понятия, обозначаемого термином «релейная защита».

В оправдание автора статьи [2] можно сказать, что практически во всех книгах по релейной защите,

просмотренных мною de visu, нет четких определенных понятий, обозначаемых тем или иным термином.

Об этой особенности терминологии в релейной защите можно прочитать в заметке [8].

Что же предлагает автор статьи [2] для приведения в порядок терминологии? Вместо выделения понятий, обозначать которые будут те или иные термины, он предлагает «разделить перечни оборудования, **входящего в состав релейной защиты** и **входящего в зону ответственности и обслуживания служб релейной защиты**»! (выделено в статье [2]).

Таким образом, разделение понятий автор [2] предлагает произвести по двум совершенно разным основаниям:

- входение в состав...;
- входение в зону ответственности.

Обратим внимание, что здесь нарушен основной принцип дихотомии — понятия разделены по разным основаниям, что не позволяет чётко отделить одно понятие от другого.

Это противоречие проявляется сразу же, когда автор приводит два перечня оборудования, составленные по предложенному им принципу. Если использовать такое разделение, то микропроцессорное реле защиты [9] попадает в один список, а выполняемый им алгоритм [10] определения места повреждения или встроенный осциллограф — в другой список.

Не предложив четкого разграничения понятий, обозначаемых в русском языке терминами «реле защиты» и «релейная защита», автор работы [2] предлагает гармонизировать между собой инструкции, стандарты организации и руководящие документы для того, чтобы исключить противоречия в толковании терминов.

На самом деле, всё должно быть сделано с точностью до наоборот.

Сначала следует выпустить терминологический стандарт, в котором дать определения понятий, обозначаемых терминами «реле защиты» и «релейная защита», а уж потом требовать их соблюдения в нормативных документах отрасли и предприятий.

В конце статьи [2] автор представляет «на суд технической общественности...» такие три определения:

**Реле защиты** — устройство, предназначенное для выявления аварийного режима работы защищаемого объекта и выдачи команды на исполнительный элемент, обеспечивающий прекращение этого режима.



Таблица 1. Определения термина «релейная защита» классиков релейной защиты и современных авторов

|       |                                                                                                                                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| [1.1] | Костров М. Ф. Соловьев И. И. Федосеев А. М. Основы техники релейной защиты/Под общ. ред. А. М. Федосеева. М.-Л. ОГИЗ Госэнергоиздат, 1944. 436 с. | Основное назначение релейной защиты сводится к автоматическому отсоединению поврежденного элемента от остальной неповрежденной части системы с помощью выключателей.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| [1.2] | Гельфанд Я. С. Релейная защита распределительных систем: Учеб. для вузов — М.: Энергоатомиздат, 1987, 368 с.                                      | Основным назначением релейной защиты является автоматическое отключение поврежденного элемента (как правило, при КЗ) от остальной, неповрежденной части системы при помощи выключателей.                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| [1.3] | Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов — М.: Энергоатомиздат, 1992. 528 с.                  | Дополнительным назначением релейной защиты является необходимость ее реагирования на опасные ненормальные режимы работы элементов системы. В зависимости от их вида и условий эксплуатации установки (например, наличия или отсутствия постоянного дежурного персонала) защита действует на сигнал или отключение выключателей тех элементов, оставлять которые на некоторое время в работе нежелательно или даже недопустимо, так как это может привести к возникновению повреждения или аварии. |
| [1.4] | Андреев В. А., Фабрикант В. Л. Релейная защита распределительных электрических сетей. М.: Высшая школа, 1965. 484 с.                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |

Таблица 3. Определения термину «реле защиты» в технической литературе

|       |                                                                                                                                                                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|-------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| [3.1] | Реле защиты/В. С. Алексеев, Г. П. Варганов, Б. И. Панфилов и др. Реле защиты. М.: Энергия, 1976, 464 с.                                                                      | Электрическое реле, применяемое в устройствах защиты элементов электрических установок, носит название реле защиты.                                                                                                                                                                                              |
| [3.2] | Фабрикант В. Л., Глухов В. П., Паперно А. Б. Элементы устройств релейной защиты и автоматики энергосистем и их проектирование. Учеб. пособие. М.: Высшая школа, 1968. 484 с. | Задача каждого устройства релейной защиты и автоматики энергосистем заключается в преобразовании входных импульсов, зависящих от состояния электрической схемы, в выходные. Выходные импульсы либо воздействуют на те или иные элементы системы, либо вызывают сигнал (звуковой или световой), либо отсутствует. |

**Система релейной защиты** — совокупность взаимосвязанных устройств, обеспечивающий выявление аварийного режима работы электрооборудования и его прекращение.

**Реле сигнализации** — устройство, предназначенное для выявления ненормального режима работы контролируемого объекта и выдачи тревожного сигнала.

Обратим внимание, что в этих определениях «реле защиты» **предназначено** для «выявления аварийного режима работы», а «система релейной защиты» **обеспечивает** «выявление аварийного режима». Из них невозможно установить, чем же отличаются друг от друга два понятия, обозначенные терминами «релейная защита» и «система релейной защиты». Может быть следует считать, что «реле защиты», **предназначенное** для «выявления аварийного режима» не обеспечивает его выявления?

Кроме этого, из приведенных автором определений следует, что «система релейной защиты» не формирует команды на исполнительный элемент, обеспечивающий прекращение аварийного режима, а делает это только «реле защиты».

Таким образом, можно сделать вывод, что приведенные определения не позволяют разграничить между собой два понятия и введение двух терминов ничем не обосновано.

В определении понятия, обозначенного термином «сигнальное реле» повторены те же ошибки, которые были отмечены мною ранее в рецензии [11]. Кроме того, такое использование термина реле противоречит классификации понятий, приведенной в стандарте [12].

Абсолютно неприемлемым является и определение ненормального режима работы изделия. Добавление слова «продолжающийся» не имеет ни лингвистического, ни тем более, физического смысла. Если обратиться к стандарту [13], то в нём термин «режим работы» определен так: «Совокупность условий работы электротехнического изделия... за определенный интервал времени с учетом их длительности, последовательности, а также значений и характера нагрузки».

Следовательно, слово «продолжающийся» не изменяет сути понятия, обозначаемого термином «режим работы», так как исходное понятие

предполагает, что любой режим должен иметь продолжительность во времени.

Из материала статьи [2] следует сделать такие выводы:

1. Поставленная задача разобраться в проблемах терминологии не решена.
2. Предложенные определения для «реле защиты» и «системы релейной защиты» по своей сути не являются определениями двух разных понятий.
3. Введение слова «продолжающийся» в термин «ненормальный режим работы» представляет собой тавтологию, недопустимую в терминологии.

### Литература

1. **Англо-русский словарь** по электротехнике и электроэнергетике. М.: Русский язык, 1994. 613 с.
2. **Гуревич В.И.** «Реле защиты» и «релейная защита»: проблемы терминологии // «Вести в электроэнергетике», 2012. № 4. С. 23.
3. **Захаров О.Г.** Терминология в области настройки судового электрооборудования // Судостроение, 1978, № 10. С. 61.
4. **Захаров О.Г.** Терминология в области настройки электрооборудования. Судостроение. 1981. № 1. С. 27.
5. **Захаров О.Г.** Словарь-справочник по настройке судового электрооборудования. Л.: Судостроение, 1987, 216 с.
6. **Чиронova И.И.** Теоретические основы анализа юридической терминологии // [www.hse.ru](http://www.hse.ru).
7. **Реле защиты.** М.: Энергия, 1976. 464 с.
8. **Надежность релейной защиты.** Нелады в терминологии // <http://rza.org.ua/blog/a-32.html>.
9. **СТО ДИВГ 050-2012.** Блоки микропроцессорные БМРЗ. Технические условия. СПб.: НТЦ Механотроника, 2012.
10. **Информация** об алгоритмах, выполняемых блоками БМРЗ // <http://bmrz-zakharov.narod.ru/algorithm.htm>
11. **Сигнальные** и указательные реле // [miforelist2.narod.ru/fallkappen/fallkappen.html](http://miforelist2.narod.ru/fallkappen/fallkappen.html)
12. **ГОСТ 16022-83.** Реле электрические. Термины и определения
13. **ГОСТ 18311-80.** Изделия электротехнические. Термины и определения.

## Формирование требований к интеллектуальным сетям

31 января 2013 г. в Москве под руководством заместителя председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» А. Мольского состоялся семинар по формированию требований к программно-техническому комплексу мультиагентного управления пилотным энергокластером Эльгауль. В семинаре приняли участие представители экспертных рабочих групп «Магистральные и распределительные сети», «Информационно-коммуникационные технологии и кибербезопасность», «Управление функционированием энергосистем», эксперты по мультиагентным системам, а также сотрудники профильных подразделений Федеральной сетевой компании.

Основной задачей семинара было формирование консолидированного мнения на создаваемый комплекс, который должен стать отражением основных принципов разрабатываемой архитектуры интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС).

С докладами на семинаре выступили заместитель председателя Архитектурного комитета ИЭС ААС В. Дорофеев, заведующий кафедрой «Информационные системы и телекоммуникации» МГТУ им. Н.Э. Баумана В. Девятков и заместитель руководителя Центра системных исследований и разработок ИЭС ААС ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» Д. Новицкий. В выступлениях было представлено видение использования мультиагентных технологий для решения конкретных задач управления энергокластером

Эльгауль. Применение данных технологий в пилотном проекте направлено на достижение таких свойств электрической сети, которые очень востребованы, но при существующей модели управления недоступны. Это способность к самоорганизации сетевого оборудования, согласование режимов работы без передачи всех данных в центр управления, использование доступных в каждой точке сети данных для выбора оптимального поведения. Анализ результатов пилотного проекта должен быть использован для проектирования организационных и технологических основ для массового производства решений подобного типа.

Основную дискуссию вызвали вопросы определения наиболее приемлемых областей для применения мультиагентных систем, а также вопросы сочетания систем нового поколения с существующими приложениями. Эксперты указали на риски, которые будут проработаны в рамках экспертных рабочих групп.

По итогам семинара руководитель экспертной рабочей группы «Магистральные и распределительные сети», заместитель начальника департамента перспективного развития ОАО «ФСК ЕЭС» И. Архипов отметил: «Применение мультиагентных систем управления в энергетике — абсолютно новый, инновационный подход к решению основных проблем и задач развития отрасли.

## Техническое присоединение потребителей к электрическим сетям составляет от 120 до 360 дней

На международной конференции «Электроэнергетика России: генерация, транспорт и распределение. Концепция развития до 2020 года» эксперт-аналитик отдела экономико-математического моделирования Института проблем естественных монополий (ИПЕМ) Александр Польшгалов выступил с докладом «Российская электроэнергетика: состояние и перспективы».

В начале своего выступления Александр Польшгалов отметил, что потребление электроэнергии с 2002 по 2007 г. росло, а последние годы стабильно находится на уровне около 1 000 млрд кВт·ч. При этом, как отметил эксперт за 2010–2011 г. было введено 9 ГВт новых мощностей, что сопоставимо с количеством мощностей, введенных за предшествующие данному периоду 5 лет. Однако, несмотря на стабильность потребления и масштабные вводы новых мощностей, цены на электроэнергию продолжают расти.

Отдельно докладчик затронул тему технического присоединения к сетям. Так, по данным исследования Всемирного банка «Doing business 2012», Россия по уровню доступности технического

присоединения к сетям занимает 185-е место, обгоняя только Бангладеш. Как отметил эксперт, средние сроки подключения по России составляют 281 день (Германия — 17 дней, Либерия — 465 дней), однако отдельно по городам ситуация различается. Так, по данным Всемирного банка, Москва является лидером по стоимости подключения (1 852,4 % душевого дохода), при этом сроки подключения составляют 281 день. Самым доступным техприсоединение является в Омске — 112,2 % душевого дохода. По срокам подключения быстрее всего можно подключиться во Владикавказе (120 дней), а дольше всего — в Екатеринбурге (360 дней).

В завершение своего выступления Александр Польшгалов отметил, что интересы потребителей продолжают оставаться на периферии электроэнергетического рынка. Докладчик указал, что основной целью любых преобразований в отрасли должно быть не развитие рыночных отношений или увеличение капитализации энергетических компаний, а доступное и надежное электроснабжение для потребителей.

## Утверждено Положение о Единой технической политике в электросетевом комплексе РФ

Совет директоров ОАО «ФСК ЕЭС» на своем заседании утвердил Положение о Единой технической политике в электросетевом комплексе РФ. Документ также одобрен Правлением, Техническим советом Федеральной сетевой компании, Холдингом МРСК и Системным оператором.

«Главными приоритетами сетевых компаний являются надежное электроснабжение потребителей, сокращение потерь и повышение энергоэффективности. Единая техническая политика вводит единые стандарты для всего электросетевого комплекса страны, синхронизирует и унифицирует работу магистральных и распределительных сетей, создает условия для дальнейшего инновационного развития электросетевого хозяйства, в том числе — по внедрению технологий Smart Grid. Введение единых технических требований и стандартов — это важный шаг, который позволит в полной мере выполнить поручения руководства страны по повышению надежности и эффективности всего электросетевого комплекса», — прокомментировал

решение Совета директоров первый заместитель председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» Роман Бердников.

Положение о технической политике устанавливает новые стандарты конструктивного исполнения объектов и единые направления инновационного и перспективного развития электросетевого хозяйства.

Консолидированная техническая политика является нормативным актом, который унифицирует и регламентирует современные технические стандарты в области капитального строительства и эксплуатации объектов электросетевого комплекса — магистральных (классов напряжения 220 кВ — 1150 кВ), распределительных (классов напряжения 0,4–220 кВ) электрических сетей. Также данное положение является программным документом для научно-исследовательских организаций и производителей, определяющим типовые требования к электротехническому оборудованию применительно к электрическим сетям.

В числе приоритетных направлений Единой технической политики намечено повышение управляемости электросетевым комплексом России, осуществление полной автоматизации основных бизнес-процессов, метрологическое обеспечение производств, внедрение единой технологической сети связи электроэнергетики и совершенствование подготовки производственного персонала. При этом Единая техническая политика позволит не только оптимизировать использование имеющихся инвестиционных ресурсов и увеличить эффективность функционирования электросетевого комплекса в целом, но и повысит надежность электроснабжения потребителей, а также обеспечит энергетическую безопасность и динамичное развитие российской экономики.

Кроме того, положение о технической политике содержит предписания по увеличению энергетической эффективности ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО

«Холдинг МРСК», в первую очередь за счет сокращения потерь электроэнергии при передаче по энергосетям, а также по использованию энергосберегающих технологий.

В рамках Единой технической политики электросетевого комплекса РФ принята единая концепция создания интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью, в которой четко структурирована дорожная карта по ее реализации, а также предложен системный подход по техническому решению для магистрального и распределительного комплексов. Вместе с тем, разработаны требования по сетевому резервированию и применению автономных источников питания.

При составлении Единой технической политики были учтены предложения от научно-исследовательских, проектных и смежных эксплуатирующих организаций.

## Потребление электроэнергии в ЕЭС России в 2012 г. увеличилось на 1,6% по сравнению с 2011 г.

*По оперативным данным ОАО «СО ЕЭС», потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в 2012 г. составило 1 016,3 млрд кВт·ч, что на 1,6% больше объема потребления в 2011 г. Потребление электроэнергии в 2012 г. в целом по России составило 1 038,1 млрд кВт·ч, что на 1,7% больше, чем в 2011 г. Без учета дополнительного дня високосного года увеличение потребления по итогам 2012 г. как в России в целом, так и в ЕЭС России составило 1,3%.*

Суммарные объемы потребления и выработки электроэнергии в целом по России складываются из показателей электропотребления и выработки объектов, расположенных в Единой энергетической системе России, и объектов, работающих в изолированных энергосистемах (Таймырская, Камчатская, Сахалинская, Магаданская, Чукотская, а также энергосистемы центральной и северной Якутии). Фактические показатели работы энергосистем изолированных территорий представлены субъектами оперативно-диспетчерского управления указанных энергосистем.

Выработка электроэнергии в России в 2012 г. составила 1 053,9 млрд кВт·ч, что на 1,3% больше, чем в 2011 г. Электростанции ЕЭС России выработали 1 032,1 млрд кВт·ч (на 1,3% больше, чем в 2011 г.).

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в 2012 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 647,8 млрд кВт·ч, что на 0,9% больше, чем в 2011 г. Выработка ГЭС за 2012 г. осталась на уровне 2011 г. и составила 155,4 млрд кВт·ч. АЭС в 2012 г.

выработано 177,1 млрд кВт·ч, что на 2,7% больше объема электроэнергии, выработанного в 2011 г. Электростанции промышленных предприятий за 2012 г. выработали 51,8 млрд кВт·ч (на 4,4% больше, чем в 2011 г.).

Потребление электроэнергии за декабрь 2012 г. в целом по России составило 104,5 млрд кВт·ч (на 5,1% больше, чем в декабре 2011 г.), в том числе в ЕЭС России — 102,3 млрд кВт·ч (на 5,2% больше).

Увеличение потребления электроэнергии в декабре 2012 г. относительно того же месяца 2011 г. связано с температурным фактором: среднесуточная температура наружного воздуха в декабре 2012 г. в целом по ЕЭС России ниже прошлого года на 7,4 °С.

В декабре 2012 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 106,4 млрд кВт·ч, что на 4,8% больше, чем в декабре 2011 г. Электростанции ЕЭС России в декабре 2012 г. выработали 104,2 млрд кВт·ч электроэнергии, что также на 4,8% больше выработки в декабре 2011 г.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в декабре 2012 г. несли



Данные за 2012 г.

| ОЭС / Энергозона                       | Выработка, млрд кВт·ч | Относительно 2011 г., % | Потребление, млрд кВт·ч | Относительно 2011 г., % |
|----------------------------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Восток (с учетом изолированных систем) | 46,3                  | 6,6                     | 43,4                    | 3,2                     |
| Сибирь (с учетом изолированных систем) | 211,1                 | 2,0                     | 220,2                   | 2,6                     |
| Урал                                   | 259,0                 | 1,3                     | 256,9                   | 0,9                     |
| Средняя Волга                          | 110,0                 | – 0,2                   | 108,5                   | 0,5                     |
| Центр                                  | 243,0                 | 1,6                     | 229,4                   | 2,6                     |
| Северо-Запад                           | 104,9                 | – 0,9                   | 93,2                    | 0,7                     |
| Юг                                     | 79,5                  | 0,8                     | 86,5                    | 0,9                     |

Данные за декабрь 2012 г.

| ОЭС / Энергозона                       | Выработка, млрд кВт·ч | Относительно декабря 2011 г., % | Потребление, млрд кВт·ч | Относительно декабря 2011 г., % |
|----------------------------------------|-----------------------|---------------------------------|-------------------------|---------------------------------|
| Восток (с учетом изолированных систем) | 5,1                   | 7,0                             | 4,8                     | 2,8                             |
| Сибирь (с учетом изолированных систем) | 21,2                  | 2,5                             | 22,4                    | 5,8                             |
| Урал                                   | 25,6                  | 4,5                             | 24,9                    | 3,3                             |
| Средняя Волга                          | 11,2                  | 7,8                             | 10,9                    | 3,1                             |
| Центр                                  | 24,5                  | 3,0                             | 23,4                    | 7,9                             |
| Северо-Запад                           | 10,6                  | 6,7                             | 9,5                     | 7,0                             |
| Юг                                     | 8,1                   | 9,7                             | 8,6                     | 2,8                             |

ТЭС, выработка которых составила 68,8 млрд кВт·ч, что на 6,9% больше, чем в декабре 2011 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 14 млрд кВт·ч (на 14,8% больше, чем в декабре 2011 г.), выработка

АЭС — 16,6 млрд кВт·ч (на 6,3% меньше, чем в декабре 2011 г.), выработка электростанций промышленных предприятий — 4,8 млрд кВт·ч (на 6,1% меньше показателей декабря 2010 г.).

## ОАО «ФСК ЕЭС» обеспечило выдачу мощности крупнейшей в России атомной электростанции

ОАО «ФСК ЕЭС» ввело в эксплуатацию новую линию электропередачи 500 кВ Балаковская АЭС — Курдюм в Саратовской области. Это обеспечит выдачу мощности крупнейшей в России атомной электростанции в энергосистемы Волги и Центра, повысит пропускную способность сети и покрыть дефицит мощности в правобережной части саратовской энергосистемы.

В торжественной церемонии приняли участие губернатор Саратовской области Валерий Радаев, первый заместитель Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» Андрей Казаченков, представители региональной и муниципальной власти, ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «МРСК Волги», Системного оператора.

На церемонии открытия Андрей Казаченков отметил, что линия электропередачи 500 кВ Балаковская АЭС — Курдюм представляет собой

уникальный энергообъект по протяженности и по сложности монтажа. «Эта линия станет первым звеном межсистемной электрической сети БалАЭС — Курдюм — Фролово, объединяющей Саратовскую и Волгоградскую области. В ходе ее строительства был создан спецпереход через Волгу протяженностью более 4 км. В мире найдется немного таких переходов». Он также подчеркнул, что при расширении подстанции Курдюм Федеральная сетевая компания применила более 97% оборудования отечественного производства.

Губернатор Валерий Радаев отметил большой вклад Федеральной сетевой компании в развитие энергосистемы региона. «Новая линия электропередачи 500 кВ Балаковская АЭС — Курдюм позволит значительно повысить энергобезопасность Саратовской области. Ввод в эксплуатацию нового



энергообъекта является одним из определяющих импульсов для экономического и промышленного развития Саратовского региона».

Возведение линии электропередачи 500 кВ Балаковская АЭС — Курдюм протяженностью 206,2 км началось в 2009 г. В ходе строительства установлена 681 опора, выполнены необходимые переустройства и обеспечены пересечения с действующими линиями электропередачи, железнодорожными и автомобильными магистралями и другими инженерными коммуникациями. Всего смонтировано 206,2 км провода и грозозащитного троса со встроенным волоконно-оптическим кабелем связи, сооружен уникальный по протяженности и условиям монтажа спецпереход через р. Волгу. Общая протяженность перехода составила 4,232

тыс. м, длина самого большого пролета линий — 1,747 тыс. м, перепад высот между берегами — 99 м, а максимальная высота опоры — 131,5 м. В ходе работ все сроки были соблюдены, строительные работы велись без ограничений.

Для присоединения линии 500 кВ Балаковская АЭС—Курдюм к энергосистеме на подстанции 500 кВ Курдюм выполнена установка нового оборудования в двух ячейках открытого распределительного устройства (ОРУ) 500 кВ — шунтирующий реактор мощностью 180 Мвар для регулирования и стабилизации напряжения в сети и повышения пропускной способности новой линии, а также трансформатор плавки гололеда 220/10/10 кВ мощностью 100 МВ·А, который обеспечит безаварийную эксплуатацию ВЛ в осенне-зимний период.

## Системный оператор отмечает день образования оперативно-диспетчерского управления

**17 декабря 1921 г были подписаны документы, выделившие технологическое управление режимами энергосистемы из процессов производства и передачи электроэнергии и закрепившие его в качестве самостоятельной функции. Эту дату в России принято считать Днем образования оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.**

91 год назад Управление объединенными государственными электрическими станциями Московского района Главэлектро ВСНХ РСФСР письмами № 8310 и 8348 разослало на подчиненные электрические станции: Глуховскую, Павловскую, Шатурскую, Ореховскую, а также Московскую государственную электростанцию и станцию общества «Электропередача» — документы, определившие особую роль оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Этими документами были «Положение о мерах координирования параллельных работ электростанций» и Календарь распределения нагрузки на декабрь 1921 г.

В соответствии с документами для составления суточных графиков нагрузки и ее распределения между электростанциями в энергообъединении на Московской государственной электрической станции (1-я МГЭС) была введена новая должность дежурного инженера-диспетчера. Таким образом, диспетчерское управление энергосистемой становилось отдельной функцией и было оформлено как отдельная технологическая структура.

В те годы режим работы первой в стране энергосистемы был сравнительно прост: станция «Электропередача» работала с максимальной нагрузкой, а пики нагрузки и регулирование частоты

вела 1-я МГЭС. Нагрузку распределял инженер технического отдела, контроль за выполнением заданий и ликвидацией аварий проводил дежурный инженер 1-й МГЭС. Так описывалось функционирование московской энергосистемы в первом учебнике по диспетчерскому управлению 1936 г. издания.

Инженеры-диспетчеры МГЭС управляли режимом энергообъединения до 1926 г., когда стало понятно, что стремительно растущая в соответствии с планом ГОЭЛРО энергосистема нуждается в усилении функции оперативно-диспетчерского управления, и было принято решение о создании первой в стране отдельной оперативно-диспетчерской службы. Ею стал Центральный диспетчерский пункт управления Московского объединения государственных электростанций.

По мере осуществления плана ГОЭЛРО и одновременно с его реализацией в 20–30-х годах в Советском Союзе шло становление региональных энергосистем и энергообъединений. В 1926 г. была создана диспетчерская служба в Ленэнерго, в 1930 г. — в Донбассэнерго и в Пермском, Свердловском и Челябинском районах Уралэнерго, а в 1932 г. начал функционировать Центральный диспетчерский пункт Уралэнерго. Период 1930–1940 гг. следует считать очередным этапом создания

крупных территориальных энергообъединений. В 1940 г. суммарная мощность Южной, Московской, Ленинградской и Уральской энергосистем составляла 43 % всей мощности электростанций страны, а выработка электроэнергии на них достигала 68 % общего производства электроэнергии. В 1940 г. образовано первое в СССР Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Центральной и Восточной зон Украины. Первым объединенным диспетчерским управлением на территории современной России стало созданное в 1942 г. ОДУ Урала. Именно сюда, за Урал, с оккупированных территорий за первый год войны были эвакуированы тысячи промышленных предприятий, на которых наладили выпуск оружия и техники для армии и народного хозяйства. В условиях колоссального напряжения всех производственных мощностей на многих предприятиях превышались установленные лимиты энергопотребления. В результате частота электрического тока в уральской энергосистеме снижалась порой до недопустимого уровня 42 Гц, что приводило к авариям энергооборудования. Проблема удержания частоты тока на уровне 50 Гц в энергосистеме и обеспечения ее бесперебойной работы стала одной из главных для работников ОДУ Урала. Благодаря их слаженным действиям, а также своевременному принятию государственных мер, эта задача особой важности была решена.

После войны восстановление и развитие энергетики в СССР шло опережающими темпами. В 1946 г. суммарная мощность электростанций СССР достигла довоенного уровня. Уже в 1947 г. СССР вышел на первое место в Европе и второе в мире по производству электроэнергии, а к началу 50-х годов были восстановлены почти все разрушенные в годы войны электростанции, электрические и тепловые сети.

В ногу со временем шло и развитие оперативно-диспетчерского управления. Уже в 1945 г. было образовано ОДУ Центра, которое после ввода в 1956 г. в эксплуатацию воздушной линии 400 кВ Куйбышев — Москва, соединившей ОЭС Средней Волги и ОЭС Центра, преобразовали в ОДУ ЕЭС европейской части СССР.

В 1958 г. основано ОДУ Северного Кавказа (позднее преобразовано в ОДУ Юга), за ним в 1959 г. — ОДУ Сибири, в 1960 — ОДУ Средней Волги, в 1961 — ОДУ Северо-Запада), в 1968 — ОДУ Востока.

В 1969 г. для управления режимами и координации деятельности всех объединенных энергетических систем в рамках формирующейся Единой энергосистемы СССР началось создание Центрального диспетчерского управления Единой энергетической системы Советского Союза (ЦДУ ЕЭС СССР). Впервые в мире было организовано трехуровневое

централизованное диспетчерское управление: ЦДУ ЕЭС — ОДУ ОЭС — диспетчерские центры региональных энергосистем. Такая вертикаль позволяла обеспечить надежное управление электроэнергетическими режимами Единой энергосистемы.

В целях оптимизации работы по управлению энергопотоками на диспетчерских пунктах внедрялись автоматизированные системы диспетчерского управления — АСДУ. Совместно с проектными и научными институтами ЦДУ ЕЭС СССР разработало концепции управляемости, живучести и надежности энергосистем и ЕЭС в целом. Были максимально реализованы важнейшие межсистемные эффекты параллельной работы энергосистем в составе ЕЭС — совмещение графиков электрических нагрузок, обеспечение взаимопомощи энергосистем, оптимальная загрузка электростанций. Результатом сотрудничества энергетиков и ученых стало и внедрение в эксплуатацию системы противоаварийного управления, охватившей все межсистемные связи.

К концу 80-х годов ЦДУ ЕЭС СССР представляло собой единый четко действующий механизм, осуществляющий управление синхронной работой энергообъединения, раскинувшегося более чем на 10 тыс. км с запада на восток и свыше 3 тыс. км с севера на юг.

За последнее два десятилетия система оперативно-диспетчерского управления претерпела кардинальные организационные изменения. В 1992 г. ЦДУ ЕЭС было включено в состав РАО «ЕЭС России», а в самом начале реформы электроэнергетики — 17 июня 2002 г. — выделено из состава энергохолдинга и зарегистрировано как самостоятельное предприятие — ОАО «Системный оператор — Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы».

Однако несмотря на общественное переустройство, независимо от происходивших в отрасли перемен основная задача оперативно-диспетчерского управления на всех этапах развития оставалась неизменной: обеспечивать надежное функционирование Единой энергосистемы России.

В 2008 г. в связи с расширением функций название компании изменено на ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы». К тому времени государство наделило ОАО «СО ЕЭС» рядом полномочий, необходимых для решения задачи надежного управления режимами Единой энергосистемы. Компания участвует в процессе перспективного планирования и развития энергосистемы, обеспечивает технологическую инфраструктуру оптового рынка электроэнергии и мощности, принимает участие в осуществлении контроля за

техническим состоянием энергетических объектов, а также своевременной и надлежащей реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Сегодня ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», отметивший в этом году 10-летний юбилей, осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление крупнейшим в мире электроэнергетическим комплексом. В его состав входит более 600 электростанций и свыше 9800 линий электропередачи класса напряжения

110–1150 кВ. По состоянию на 1 декабря 2012 г. общая установленная мощность электростанций ЕЭС России превышает 223,5 ГВт. Ежегодный объем вырабатываемой электроэнергии превышает 1 трлн кВт·ч.

Современная система оперативно-диспетчерского управления, вобравшая в себя все лучшее, что создано с 1921 г., формирует надежный фундамент стабильного функционирования Единой энергосистемы и ее перспективного развития на многие десятилетия вперед.

## Группа «Каспийская Энергия» представила инновационные разработки в области накопления и хранения электроэнергии

В рамках заседания Научно-технического совета Автономной некоммерческой организации «Инжиниринговый центр энергетического машиностроения» (АНО ИЦЭМ) Группа «Каспийская Энергия» представила свою инновационную разработку — «Способ накопления и хранения больших объемов электрической энергии при помощи термодинамического накопителя электроэнергии (ТНЭ)».

В ходе презентации были изложены принципы работы термодинамического накопителя электроэнергии, а также его преимущества перед другими известными способами накопления энергии. По словам менеджера проекта Александра Самойлова, «предлагаемый накопитель электроэнергии может рассматриваться как альтернатива гидроаккумулирующим электростанциям (ГАЭС) — единственным на сегодняшний день накопителям, применяемым в энергосистемах для аккумуляции больших объемов электроэнергии».

Специалисты «Каспийской Энергии» также подчеркнули, что работоспособность и эффективность предлагаемого способа накопления и хранения

энергии может быть проверена любым научным и инженерным коллективом, обладающим необходимыми опытом и знаниями в области технической термодинамики, а также средствами моделирования технологических и энергетических процессов.

Участники НТС в лице представителей научных и проектных организаций, специализирующихся в области энергетики, а также представители таких сетевых и генерирующих компаний, как ОАО «Федеральная Сетевая Компания» и ОАО «Русгидро» подтвердили работоспособность предложенного специалистами Группы «Каспийская Энергия» способа накопления и хранения электроэнергии, а также выразили готовность и заинтересованность в дальнейшем исследовании предложенного способа накопления энергии.

Группа «Каспийская Энергия» уже несколько лет занимается разработками в области поиска альтернативных источников накопления и хранения электроэнергии и рассматривает данную деятельность как одно из перспективных направлений диверсификации бизнеса компании.

## Решение энергетического вопроса в Японии

По данным пресс-службы ИГСО вслед за ростом добычи сланцевого газа в США, Япония объявила о собственном решении энергетического вопроса. Министерство экономики, торговли и промышленности страны декларировало начало пробной добычи газа из морских залежей метангидратов — соединения газа метана с водой. Работы ведутся на расстоянии 70 км южнее полуострова Ацуми. По расчетам японских чиновников при успешных

результатах эксперимента через пять лет может стартовать добыча газа в промышленных масштабах. Запасы газа оцениваются до 1 трлн м<sup>3</sup>, что должно обеспечить Японию десятилетием энергетической независимости. По подозрениям ученых подобные месторождения могут быть обнаружены в других местах вокруг Японии, что даст ей дополнительные возможности добычи. Однако себестоимость японского газа, вероятно, будет высокой.