



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

1
ВЫПУСК
2018

— МОСКВА —

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Первый выпуск «Энергетической политики» 2018 г. посвящен анализу актуальных проблем безопасности и эффективности региональной энергетики. Большая и планомерная исследовательская работа по этим направлениям ведется в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, поэтому большинство статей, опубликованных в этом выпуске, подготовлено специалистами этого научного учреждения. В числе основных рассматриваемых вопросов – состояние и тенденции энергетической безопасности российских регионов за последние годы, оценка уровня резервирования генерирующей мощности в единой энергосистеме России, методология поиска критически важных объектов газотранспортной сети, энергоэффективность как фактор повышения энергобезопасности Евразийского экономического союза, энергетическая политика Евросоюза в области энергоэффективности и внедрения новых ресурсосберегающих технологий и др.

Полагаем, что представленные материалы и результаты исследований позволят нашим читателям определить дальнейшие приоритеты, тенденции и перспективы развития региональной энергетики в части безопасности и эффективности.

DEAR READERS!

The first issue of «Energy Policy» in 2018 reviews current security and efficiency problems of the regional power industry. Comprehensive and systematic research in these areas is conducted at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, and therefore most articles published in this issue are prepared by specialists working at this academic institution. Main questions covered include the state and trends of energy security in Russian regions over the recent years, assessment of the generating capacity backup level in the unified energy system of Russia, method to search for critical facilities in the gas transport network, energy efficiency as a factor of energy security improvement in the Eurasian Economic Union, EU energy policy in terms of energy efficiency and implementation of new resource-saving technologies, etc.

We suppose that materials and research results provided here will allow our readers to determine further priorities, trends and prospects for regional energy development as regards security and efficiency.



ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ, НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Выпуск • 1 • 2018

Издается с 1995 года

Редакционная коллегия:

В.В. Бушуев – д.т.н., профессор, генеральный директор ИЭС, главный редактор

Н.И. Вороний – д.т.н. чл.-корр. РАН, научный руководитель ИЭСМ СО РАН, зам. главного редактора

А.М. Мастепанов – д.э.н., профессор, зам. директора ИЭС, зам. главного редактора

В.В. Первухин – отв. секретарь, к.и.н., ИЭС
А.И. Громов – к.г.н., Фонд «Институт энергетики и финансов», директор по энергетическому направлению

А.Н. Дмитриевский – д.г.-м.н., академик РАН, научный руководитель ИПНГ РАН

В.А. Крюков – д.э.н., чл.-корр. РАН, директор ИЭОПП СО РАН

А.А. Макаров – д.э.н., академик РАН, советник РАН

О.С. Попель – д.т.н., зам. директора ОИВТ РАН

С.М. Сендеров – д.т.н., зам. директора ИЭСМ СО РАН

Ю.А. Станкевич – зам. председателя Комитета РСПП по энергетической политике и энергоэффективности

Е.А. Телегина – д.э.н., чл.-корр. РАН, декан факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Ю.К. Шафраник – д.э.н., председатель Совета директоров ЗАО «МНК «СоюзНефтеГаз»

А.Б. Яновский – д.э.н., зам. министра энергетики РФ

Учредители журнала «Энергетическая политика»: ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие. Институт энергетической стратегии», Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Издатель журнала ИЦ «Энергия».

Адрес редакции: 125009, Москва, Дегтярный пер., 9, оф. 011
Телефон ред.: (495) 229-42-41 (доб. 230)
E-mail: ies2@umail.ru; krilosov@guies.ru
Web-site: <http://www.energystrategy.ru>
Выходит 6 раз в год
Ведущий редактор *С.И. Крылосов*

Компьютерная верстка *В.М. Щербаков*
Отпечатано в типографии Onebook
Подписано в печать 22.02.2018
Формат 60x84/8
Бумага офсетная. Печать офсетная
Усл. печ. л. 13,02. Уч. изд. л. 14
Тираж 500 экз.
Заказ № 29 (67/02-99) ИЭС № 374

© ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие. Институт энергетической стратегии», 2018
Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК.
При перепечатке материалов ссылка на издание обязательна.



ПОБЕДИТЕЛЬ VII ВСЕРОССИЙСКОГО
ЖУРНАЛИСТСКОГО КОНКУРСА
«ЛУЧШАЯ ПУБЛИКАЦИЯ
ПО ПРОБЛЕМАМ ТЭК РОССИИ 2001 года»

СОДЕРЖАНИЕ CONTENTS

РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА: БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ

REGIONAL ENERGY: SECURITY AND EFFICIENCY

- Л.В. Шенец.** Энергоэффективность как фактор повышения энергетической безопасности..... 3
- L.V. Shenets.** Energy efficiency as a factor of energy security improvement
- К.С. Кужелева, Б.А. Грачёв.** Энергетическая политика ЕС в области ВИЭ, энергоэффективности и внедрения новых ресурсосберегающих технологий 8
- K.S. Kuzheleva, B.A. Grachev.** EU energy policy for res, energy efficiency and implementation of new resource saving technologies
- Е.М. Смирнова, С.М. Сендеров.** Энергетическая безопасность регионов России: состояние и тенденции изменения за последние шесть лет 16
- E.M. Smirnova, S.M. Senderov.** Energy security of Russian regions: state and changing trends for the past six years
- Н.И. Пяткова, Н.М. Береснева.** Особенности моделирования функционирования критических инфраструктур энергетики с учетом энергетической безопасности..... 24
- N.I. Pyatkova, N.M. Beresneva.** Features of modeling of functioning of critical infrastructures of energy with energy security accounting

- Д.С. Крупенёв, Л.М. Лебедева, Г.Ф. Ковалёв, Н.А. Беляев, А.Е. Егоров, Р.Е. Громов.* К оценке уровня резервирования генерирующей мощности в единой энергосистеме России 33
- D.S. Krupenev, L.M. Lebedeva, G.F. Kovalev, N.A. Belyaev, A.E. Egorov, R.E. Gromov.* To evaluating the level of reserving the generating capacity in the unified Russian energy system
- С.В. Воробьёв, А.В. Еделеv.* Применение метода определения критических элементов в сетях технических инфраструктур для поиска критически важных объектов газотранспортной сети России 45
- S.V. Vorobyov, A.V. Edelev.* Using the method for critical element identification in technical infrastructure networks to search for critical facilities in Russian gas transmission network
- Б.Г. Санеев, А.Д. Соколов, С.Ю. Муzychук, Р.И. Муzychук.* Энергоэкономический анализ хозяйственного комплекса Иркутской области 52
- B.G. Saneev, A.D. Sokolov, S.Yu. Muzychuk, R.I. Muzychuk.* Energy and economic analysis of the Irkutsk region industrial complex
- В.А. Стенников, Н.А. Петров, И.Ю. Иванова, Т.В. Добровольская, Н.В. Павлов.* Проблемы и направления развития теплоснабжения республики Саха (Якутия) в среднесрочной перспективе 64
- V.A. Stennikov, N.A. Petrov, I.Yu. Ivanova, T.V. Dobrovolskaya, N.V. Pavlov.* Problems and areas of heat supply development in the Sakha republic (Yakutiya) in the medium term
- Л.И. Коверникова, А.В. Серков, Р.Г. Шамонов.* Об управлении качеством электрической энергии в России в прошлом, настоящем и будущем 75
- L.I. Kovernikova, A.V. Serkov, R.G. Shamonov.* On electric power quality management in Russia in the past, present and future
- Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, А.В. Черепанов.* Качество электроэнергии в высоковольтных электрических сетях, питающих тяговые подстанции Транссиба 86
- Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov, A.V. Cherepanov.* Electricity quality in high-voltage electric networks feeding tractive substations of the Trans-Siberian railway
- А.В. Максимов, И.Е. Васютин.* Опыт эксплуатации газотурбинных установок японского концерна Kawasaki Heavy Industries в российских условиях 96
- A.V. Maksimov, I.E. Vasyutin.* Experience gained by japanese corporation Kawasaki Heavy Industries in gas-turbine power plant operation under russian conditions

УДК 620.9 (4/5)

Л.В. Шенец¹

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

В статье рассмотрены перспективы расширения перечня сфер взаимодействия стран Евразийского экономического союза (ЕАЭС) в области энергетики. Прежде всего, речь идет о сотрудничестве в области энергосбережения, энергоэффективности, использования возобновляемых источников энергии и создания новых возможностей для улучшения экологической ситуации как ключевых факторах устойчивого развития экономик стран евразийской «пятерки».

Ключевые слова: ЕАЭС, энергетика, энергоэффективность, энергетическая безопасность, формирование общих рынков.

Евразийский экономический союз – международная организация региональной экономической интеграции, обладающая международной правосубъектностью и учрежденная Договором о Евразийском экономическом союзе. Государствами-членами Евразийского экономического союза являются Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика и Российская Федерация.

ЕАЭС создан в целях всесторонней модернизации, кооперации и повышения конкурентоспособности национальных экономик и создания условий для стабильного развития в интересах повышения жизненного уровня населения государств-членов.

Площадь территории стран ЕАЭС – более 20 млн км² (14% мировой суши), численность населения стран ЕАЭС – 182,7 млн человек (рис. 1). Государства-члены Союза располага-



Рис. 1. Страны-члены ЕАЭС

¹ Леонид Васильевич Шенец – директор департамента энергетики Евразийской экономической комиссии, e-mail: info@eecommission.org

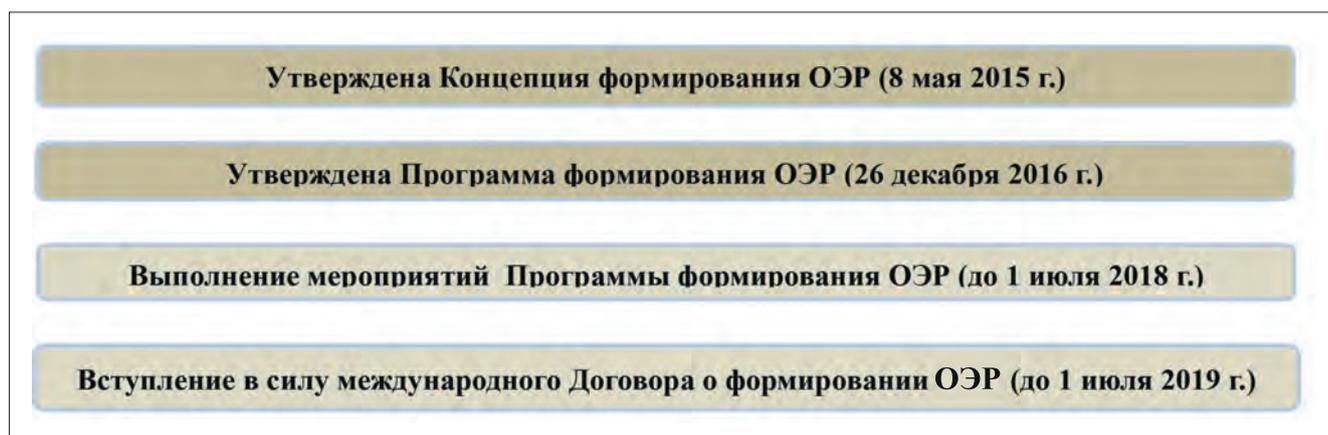


Рис. 2. Формирование общего электроэнергетического рынка (ОЭР)

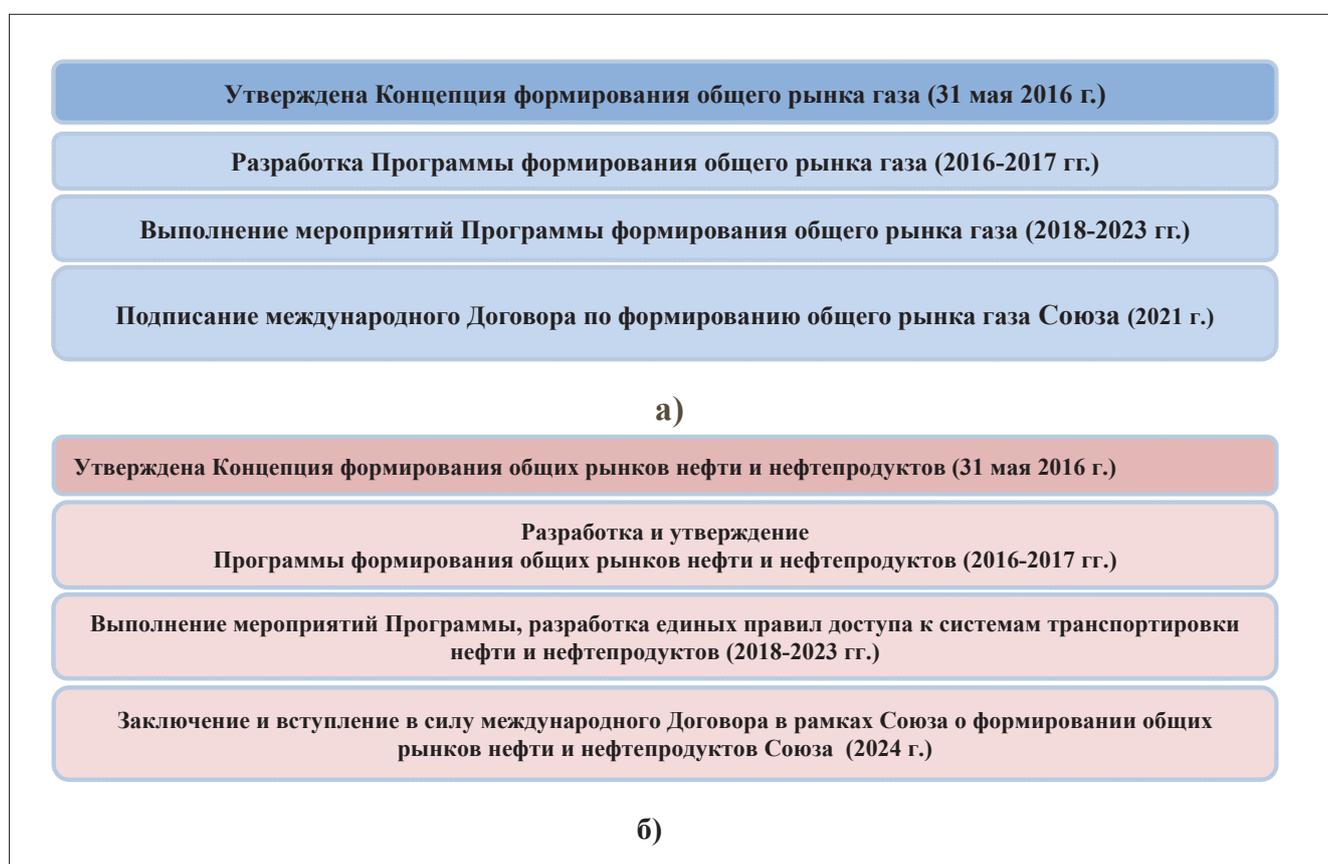


Рис. 3. Формирование общих рынков: а) газа, б) нефти и нефтепродуктов

ют примерно 20% мировых запасов природного газа и угля, 7% мировых запасов нефти.

Основными интеграционными ориентирами и приоритетами сотрудничества государств-членов Союза являются проведение скоординированной энергетической политики и создание общих энергетических рынков, ко-

торые включают рынки электроэнергии, газа, нефти и нефтепродуктов. Это позволит более эффективно использовать мощный энергетический потенциал Союза и обеспечить устойчивое развитие экономик и повышение благосостояния населения стран-членов ЕАЭС.

Основные направления взаимодействия государств-членов Союза в сфере энергетики:

- развитие долгосрочного взаимовыгодного сотрудничества в сфере энергетики;
- проведение скоординированной энергетической политики;
- осуществление поэтапного формирования общих рынков энергетических ресурсов с учетом обеспечения энергетической безопасности.

Формирование общего электроэнергетического рынка происходит в несколько этапов: в мае 2015 г. утверждена Концепция формирования ОЭР Союза; в декабре 2016 г. – Программа формирования ОЭР; до 1 июля 2019 г. должен вступить в силу международный Договор о формировании ОЭР (рис. 2).

Экономическим эффектом от создания ОЭР станут: рост объемов трансграничной торговли электроэнергией внутри Союза, экспорт электроэнергии за пределы Союза, загрузка межгосударственных линий электропередач, загрузка генерирующих мощностей, дополнительный рост ВВП стран за счет синергетического эффекта, повышение энергетической безопасности государств-членов Союза.

Концепции формирования общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов утверждены в мае 2016 года. В настоящее время проводится активная работа по подготовке программ формирования этих общих рынков. Далее последуют выполнение мероприятий программ, а также заключение и вступление в силу международных договоров в рамках Союза. Для достижения полноценного функционирования общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов ЕАЭС необходимо провести серьезную, слаженную работу правительств, Евразийской экономической комиссии и бизнес-сообщества для обеспечения начала функционирования рынков не позднее 1 января 2025 г. (рис. 3).

Однако в современном мире немаловажной и актуальной задачей является также оптимизация потребления энергии, которая позволит не только снизить затраты, но что не менее важно – сэкономить углеводородные природные ресурсы.

Энергосберегающая политика и повышение энергоэффективности экономики, внедрение современных энергосберегающих технологий – являются важнейшим направлением повышения энергетической безопасности.

В настоящее время во всех государствах-членах ЕАЭС приняты и реализуются государственные программы, нацеленные по повышению энергосбережения и энергоэффективности, использование альтернативных источников энергии, улучшение экологической ситуации в сфере ТЭК и другие.

В ряде государств-членов ЕАЭС накоплен значительный практический опыт по реализации данных направлений, разработаны и внедряются новые технологии, производится соответствующее оборудование. Тем не менее государства-члены ЕАЭС отстают в вопросах энергоэффективности от развитых стран (рис. 4). Это говорит о том, что имеются значительные резервы для снижения потребления топливно-энергетических ресурсов.

В своем обращении к главам государств-членов Евразийского экономического союза 18 января 2018 г. Председатель Высшего Евразийского экономического совета, Президент РФ В.В. Путин подчеркнул необходимость обеспечения дальнейшего развития ЕАЭС: «Для этого необходимо взглянуть на интеграционный проект шире – ставить перед собой и реализовывать амбициозные интеграционные задачи, осваивать новые направления и сферы сотрудничества. Нужно сделать так, чтобы все граждане наших государств четко понимали и разделяли стоящие перед Союзом цели, активнее подключались к их решению, напрямую увязывали свои перспективы и благополучие с Евразийским экономическим союзом. Хорошие возможности для наращивания связей между странами «пятерки» имеются в таких областях, как атомная энергетика, возобновляемые энергоисточники, экология, медицина, космос, туризм, спорт. Сейчас эти направления взаимодействия в

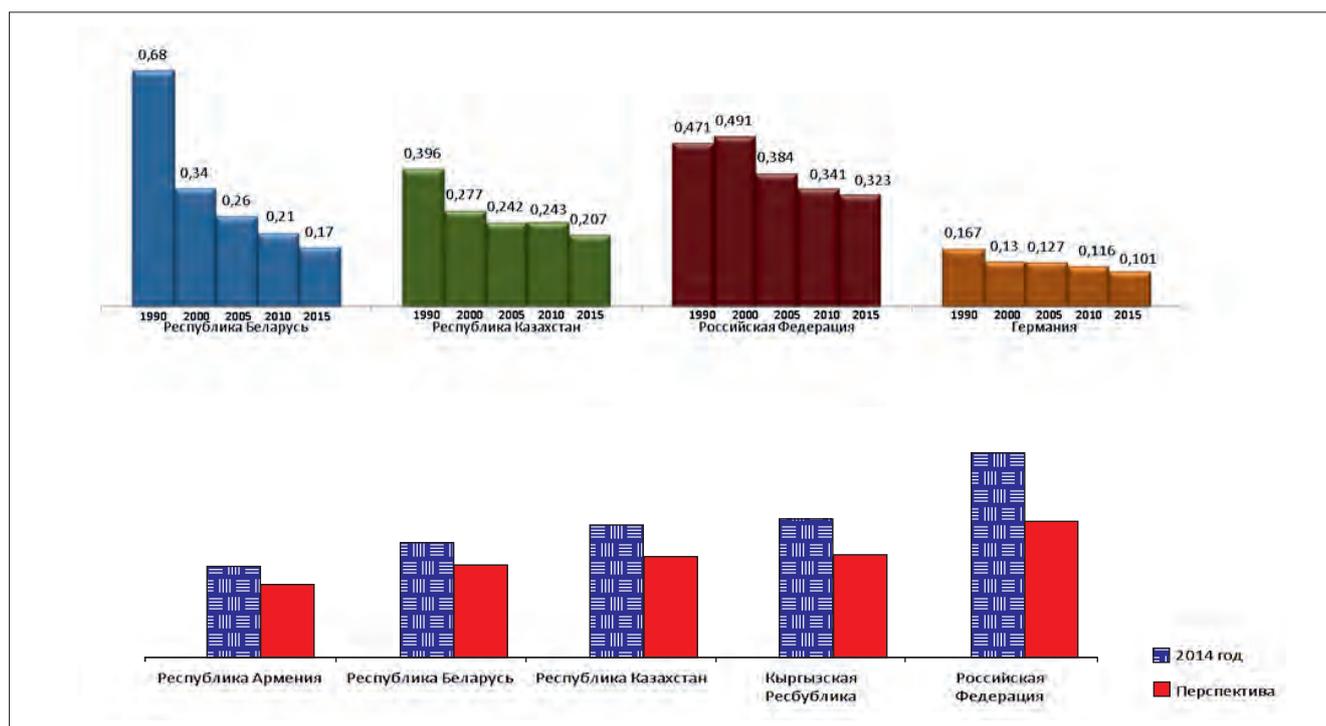


Рис. 4. Показатели и перспективы снижения энергоемкости ВВП

рамках ЕАЭС практически не охвачены, но интерес к ним довольно высок и со стороны бизнеса, и со стороны населения. Поэтому, как представляется, нам стоило бы вплотную заняться данными темами в многостороннем, союзном формате».

В Государственной Думе РФ 21 декабря 2017 г. состоялись парламентские слушания на тему: «Трехлетие подписания Договора о Евразийском экономическом союзе и инициативы российского председательства в 2018 году», по итогам которых были приняты рекомендации по углублению евразийской интеграции с учетом российского председательства в 2018 г., среди которых «... развитие сотрудничества в экологической сфере с учетом задач внедрения «зеленых» технологий и повышения энергоэффективности».

Также 15 февраля 2017 г. Президент Кыргызской Республики А.Ш. Атамбаев в своем обращении к главам государств-членов Евразийского экономического союза обозначил важным «реализацию основных направлений

промышленного сотрудничества в рамках ЕАЭС, формирование технологических платформ в научно-технической, инновационной и производственной сферах, наряду с внедрением современных технологий энергосбережения и энергоэффективности, возобновляемых и альтернативных источников энергии».

В этой связи Евразийской экономической комиссией ведется активная работа по совершенствованию положений Договора о Союзе. Итогом такой работы станут повышение энергоэффективности, увеличение использования возобновляемых источников энергии, энергетической безопасности. Все это позволит повысить благосостояние народов государств-членов Союза, а также получить значительный экономический эффект.

Прогнозируемый рост валового внутреннего продукта повлечет за собой увеличение спроса на топливно-энергетические ресурсы в государствах-членах ЕАЭС. При этом рост спроса возможно обеспечить не только за счет увеличения добычи/покупки топливно-энергетических ресурсов, но и за счет организации

совместной работы, направленной на снижение их потребления (снижение затрат топлива на производство и транспорт тепловой и электрической энергии, оснащение приборами учета и системами регулирования промышленных предприятий и жилых помещений, оптимизация схем теплоснабжения и другие меры). Обеспечение прироста ВВП без увеличения потребления топливно-энергетических ресурсов и разработка механизмов стимулирования экономии ТЭР являются основными задачами повышения энергоэффективности.

Указанные меры приведут к снижению потребления топливно-энергетических ресурсов, позволят снизить себестоимость производимой продукции, повысить ее конкурентоспособность и приблизиться к уровню высокоразвитых стран. Внедрение указанных мероприятий одновременно улучшит и экологическую ситуацию.

Особенно актуально проведение энергосберегающих мероприятий в бюджетных организациях, поскольку повышение эффективности использования энергетических ресурсов при непрерывном росте цен на них и, соответственно, росте стоимости электрической и тепловой энергии позволяет добиться существенной экономии как энергетических, так и финансовых ресурсов.

Так, например, к мероприятиям, способствующим снижению потребления энергоресурсов можно отнести оптимизацию по-

требления тепла и электроэнергии, холодной и горячей воды, использование сенсоров освещенности помещений, применение систем регулирования теплоэнергии, регулирование температуры в выходные и праздничные дни при отсутствии персонала, внедрение энергоэффективных технологий.

Сэкономленные от указанных энергосберегающих мероприятий средства могли бы быть использованы бюджетным учреждением с учетом особенностей финансового обеспечения этой организации, в том числе часть средств может быть направлена на поощрение персонала.

В этих целях Евразийская экономическая комиссия 1 марта и 13 декабря 2017 г. провела в Москве научно-практические конференции, на которых были рассмотрены перспективы топливно-энергетического комплекса государств-членов ЕАЭС в области энергобезопасности, энергосбережения, энергоэффективности и экологии.

Учитывая наличие потенциала углубления интеграции в области энергобезопасности, энергосбережения, энергоэффективности и экологии в рамках Союза, а также высокую заинтересованность сторон, Евразийская экономическая комиссия продолжит развивать дальнейшее сотрудничество по этим направлениям.

Поступила в редакцию
06.02.2018 г.

L.V. Shenets²

ENERGY EFFICIENCY AS A FACTOR OF ENERGY SECURITY IMPROVEMENT

The article considers the prospects for enhancing the areas of cooperation between the Eurasian Economic Union (EEU) countries in the power industry. First of all, it discusses collaboration in energy conservation, energy efficiency, using renewable energy sources and opening new opportunities to improve the ecological situation as the key factors of sustainable economic development in the five EEU member states.

Keywords: EEU, power industry, energy efficiency, energy security, establishment of common markets.

² Leonid V. Shenets – Head of the Energy Department at the Eurasian Economic Commission, e-mail: info@eeccommission.org

УДК 620.9:327 (4)

К.С. Кужелева, Б.А. Грачев¹

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ЕС В ОБЛАСТИ ВИЭ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ВНЕДРЕНИЯ НОВЫХ РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

В данной работе рассматривается энергетическая политика Европы, которая на протяжении многих лет строилась вокруг одной единой цели – обеспечить бесперебойность поставок энергоресурсов по цене, доступной для всех конечных потребителей. Вектор общей энергополитики ЕС в настоящее время направлен на создание единого Энергетического союза на базе развития ВИЭ, повышения энергоэффективности и инновационной составляющей европейской экономики. Принятые меры и инициативы в данной области окажут существенное влияние не только на будущее развитие энергетики отдельных стран, но и всего европейского конгломерата, а также мирового сообщества в целом.

Ключевые слова: энергетическая политика, Европейский союз, энергетика, возобновляемые источники энергии, энергоэффективность, стратегия, Энергетический союз, инновации.

За последние годы страны ЕС предприняли ряд инициатив с целью регулирования энергетического рынка, в частности, особый акцент был сделан на обеспечение безопасности энергопоставок, развитие ВИЭ и повышение энергоэффективности. Уход от сырьевой направленности во многом связан с обязательствами ЕС в отношении сокращения выбросов парниковых газов в соответствии с установленными договоренностями мирового сообщества. В результате предпринятых шагов в сторону достижения поставленных целей странами ЕС были приняты ряд стратегических инициатив, в частности:

- Энергетическая стратегия ЕС на период до 2020 г.;
- Энергетическая стратегия – 2050;
- Стратегия в области энергетики и климата – 2030;
- Европейская стратегия энергетической безопасности;
- создание Энергетического союза ЕС;
- «Чистая» энергия для всех европейцев;
- «Чистая» энергия для островов ЕС.

Энергетическая стратегия на период до 2020 года

Энергетическая стратегия на период до 2020 г. (2020 Energy Strategy, далее – «Стратегия 2020») была принята ЕС еще в 2000 г., но документ несколько раз пересматривался в сторону смягчения в 2005, 2006 гг., и окончательный вариант утвержден в 2010 году. В данной стратегии указаны три основные цели, которые к 2020 г. должны достигнуть страны-члены ЕС [1]:

- снижение выбросов парниковых газов не менее чем на 20%;
- достижение не менее чем 20% доли ВИЭ в потреблении;
- увеличение энергоэффективности не менее чем на 20%.

Для успешного достижения поставленных целей в рамках стратегии представлены пять приоритетных направлений:

1. Увеличение объема инвестиций в повышение энергоэффективности зданий, готовой продукции и транспорта за счет

¹ Кристина Сергеевна Кужелева – главный специалист Российского энергетического агентства Минэнерго РФ, e-mail: Kristinwest1992@gmail.com;
Богдан Александрович Грачев – эксперт Института образования НИУ ВШЭ, e-mail: Bogdanwest1992@gmail.com

принятия таких мер, как схемы энергетической маркировки, обновление общественных зданий, а также требований экодизайна для энергоемких продуктов.

2. Создание общеевропейского интегрированного энергетического рынка путем строительства необходимых линий электропередач, трубопроводов, терминалов СПГ и др.
3. Защита прав потребителей и достижение высокого уровня безопасности на энергетическом рынке, что позволит европейским странам бесперебойно управлять энергопотоками.
4. Обеспечение устойчивых отношений ЕС с внешними странами-поставщиками энергии, в частности – ведение работы по интеграции соседних стран в свой внутренний энергетический рынок.
5. Реализация «Стратегического плана энергетических технологий» (Strategic Energy Technology Plan, далее – SET-Plan). Данная стратегия ЕС предполагает ускорение разработки и внедрения низкоуглеродных технологий.

SET-Plan – это интегрированная стратегия ЕС в области науки, инноваций и технологий, которая является новым инструментом Евросоюза для стимулирования инноваций в области низкоуглеродных энергетических технологий. В рамках реализации данной стратегии ежегодно проходят конференции по SET-Plan, первая из которых состоялась в 2008 г.

в Париже (Франция), последняя, 10-я ежегодная конференция, прошла в 2017 г. в Братиславе (Словакия) [2].

Цели, заложенные в «Стратегии 2020», показали необходимость увеличения финансирования, в результате чего Европейской комиссией (ЕК) была разработана программа «Горизонт 2020» (Horizon 2020), рассчитанная на семь лет (2014-2020 гг.). Общая стоимость программы, сфокусированной на исследованиях и инновациях, в частности в энергетике, составляет 77 млрд евро [3]. «Горизонт 2020» является открытой программой для участия практически любой организации мирового сообщества. Основные расходы «Горизонта 2020» сосредоточены в рамках нескольких разделов финансирования: передовая наука, индустриальное лидерство, социальные вызовы, Европейский институт инноваций и технологий, Евратом и т.д. [4, с. 8].

В рамках социальных вызовов ЕС были определены несколько направлений финансирования в области инноваций в энергетике, в частности:

- безопасная, «чистая» и эффективная энергетика (Secure, Clean and Efficient Energy) – 3,8 млрд евро, где основные мероприятия направлены на поддержку перехода на надежные, воспроизводимые и конкурентные энергетические системы;

Сценарии сокращения выбросов парниковых газов в ЕС до 2050 г. по секторам, % [6, с. 6]

Сектора экономики	2005	2030	2050
Всего:	-7	-40 – -44	-79 – -82
Электроэнергетика (CO ₂)	-7	-54 – -68	-93 – -99
Промышленность (CO ₂)	-20	-34 – -40	-83 – -87
Транспорт (CO ₂)	+30	+20 – -9	-54 – -67
Жилищный сектор и сфера услуг (CO ₂)	-12	-37 – -53	-88 – -91
Сельское хозяйство (без CO ₂)	-20	-36 – -37	-42 – -49
Другие сектора (без CO ₂)	-30	-72 – -73	-70 – -78

Примечание: за 100% принят уровень выбросов парниковых газов в 1990 году.

- интеллектуальный, «зеленый» и интегрированный транспорт (Smart, Green and Integrated Transport) – 2,9 млрд евро, где основными задачами являются обеспечение ресурсосберегающего и безопасного для окружающей среды транспорта и т.д.

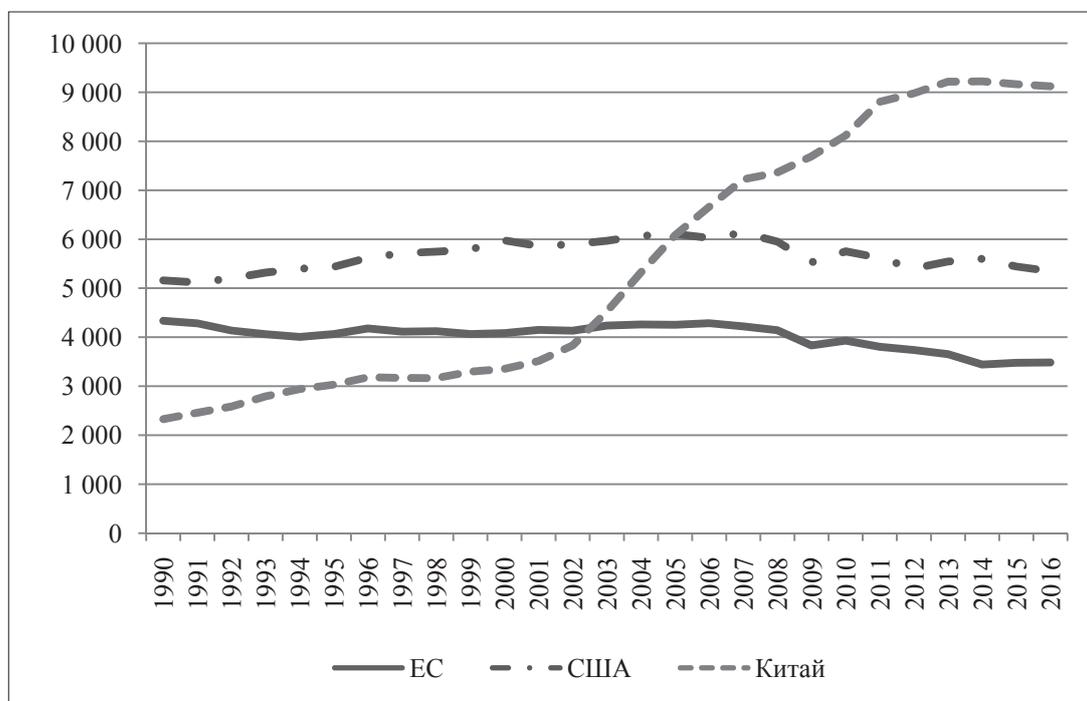
Евратом представляет собой программу финансирования по ядерным исследованиям и профессиональному обучению в данной области, целью которой является постоянное совершенствование системы ядерной безопасности, а также долгосрочной декарбонизации энергосистемы эффективным и безопасным способом. На данную программу запланировано 1,6 млрд евро.

Энергетическая стратегия – 2050

В декабре 2011 г. ЕК приняла Энергетическую стратегию – 2050 (2050 Energy strategy), а также Энергетическую дорожную карту 2050 (Energy Roadmap 2050), входящую в данную

стратегию, в которой отразила план развития европейской энергетики до 2050 г., где первоочередной задачей для ЕС просматривается также политика в области обеспечения энергобезопасности и конкурентоспособного рынка энергоресурсов. Еще одной задачей данной стратегии является сокращение выбросов парниковых газов к 2050 г. на 80-95% по сравнению с уровнями 1990 г. [5]. Для достижения вышеуказанных целей ЕК предусматривает стимулирование значительных инвестиций в развитие низкоуглеродных энергетических технологий, ВИЭ и энергоэффективность, а также постепенное сокращение выбросов на 40% к 2030 г. и 60% к 2040 г. от уровня 1990 года.

Для более успешного выполнения поставленного плана необходимо включение всех основных секторов экономики в соответствии с их технологическим и экономическим потенциалом в предложенные сценарии развития энергетического сектора (декарбонизации), которые рассмотрены в дорожной карте (см. таблицу).



Объем выбросов углекислого газа в ЕС, США и Китае, 1990-2016 гг., млн т CO₂ [8]

² Business-as-usual scenario предполагает первоначальную цель ЕС в виде увеличения энергоэффективности на 30%.

Стратегия в области энергетики и климата – 2030

В январе 2014 г. ЕК приняла новую Стратегию ЕС в области энергетики и борьбы с изменениями климата (2030 Energy Strategy, далее – «Стратегия 2030»), которая предусматривает реализацию программы в 2020-2030 гг. по достижению ЕС более конкурентоспособной, безопасной и устойчивой энергетической системы, а также общей долгосрочной цели в области сокращения выбросов парниковых газов к 2050 г. [7].

Цели принятой Стратегии на 2030 г. включают:

- сокращение выбросов парниковых газов на 40% от уровня 1990 г. (обязательный характер);
- достижение не менее чем 27% доли ВИЭ в энергобалансе (обязательный характер);
- повышение энергоэффективности не менее чем на 27% по сравнению со сценарием business-as-usual² (не носит обязательного характера).

ЕС с принятием документов, нацеленных на изменение европейской энергетической политики, за последние годы достаточно существенно снизил объем выбросов CO₂. В 2016 г. сокращение выбросов углекислого газа составило 19,6% по сравнению с уровнем 1990 г., что явно отличается от стран-лидеров по выбросам CO₂. В частности, США увеличили объем выбросов за 27 лет на 3,7%, а Китай за тот же период увеличил объем выбросов углекислого газа почти в 4 раза.

Европейская стратегия энергетической безопасности (Energy Security Strategy) представляет собой опубликованный ЕК в мае 2014 г. документ, устанавливающий конкретные направления развития энергетической безопасности стран ЕС, в рамках которого были сформулированы меры краткосрочного и долгосрочного характера по минимизации наиболее

значимых рисков для газоснабжения стран ЕС. Созданию данного документа способствовало опасение ЕС в части энергопоставок из России, так как многие страны оказались зависимы от одного поставщика, что способствовало уязвимости данных стран при сбоях поставок, вызванных как политическими, так и торговыми спорами, и, конечно же, при риске неисправности транспортной инфраструктуры [9].

Что касается краткосрочных мер, то в 2014 г. 38 европейских стран, включая все страны ЕС, провели стресс-тесты по энергетической безопасности, которые показали уязвимость газоснабжения Европы при полной остановке поставок российского газа либо его транзита через территорию Украины на период от одного до шести месяцев. В результате чего в течение 2014-2015 гг. был предпринят ряд краткосрочных мер с целью обеспечения энергетической безопасности ЕС, а именно [10]:

- увеличение емкости ПХГ (например, с использованием в полной мере латвийских хранилищ в Балтийском регионе);
- развитие инфраструктуры, в частности – реверсных потоков (в соответствии с успешным примером меморандума о реверсных поставках природного газа между Словакией и Украиной);
- сокращение энергопотребления и переключение на ВИЭ.

Долгосрочные меры в рамках Стратегии энергобезопасности предполагают:

1. Повышение энергоэффективности, прежде всего для зданий и промышленности, на долю которых приходится 40 и 25% общеевропейского энергопотребления соответственно, а также достижение поставленных целей в рамках Рамочной программы ЕС в области климата и энергетики до 2030 года.
2. Увеличение производства энергоресурсов в ЕС (путем развития ВИЭ, устойчивого и безопасного производства ископа-

емых видов топлива и атомной энергии) и диверсификация стран-поставщиков и маршрутов энергопоставок за счет эффективных переговоров с крупнейшими энергетическими партнерами, такими как: Россия, Норвегия и Саудовская Аравия, а также привлечение новых стран-партнеров из региона Каспийского бассейна.

3. Развитие конкуренции на внутреннем энергорынке ЕС и сооружение недостающих инфраструктурных интерконнекторов для быстрого реагирования на сбои в поставках и для оперативного перенаправления энергопотоков.
4. Выступление «единым голосом» во внешней энергополитике, включая информирование Европейской комиссии странами-членами о предполагаемых или заключаемых соглашениях с третьими сторонами, не входящими в ЕС, способными повлиять на безопасность энергопоставок ЕС.
5. Укрепление кооперационных связей и преодоление инфраструктурных ограничений, включая координацию между странами ЕС по использованию ПХГ, развитию реверсных потоков и снижению рисков как на региональном, так и на общеевропейском уровнях.

Создание Энергетического союза ЕС

Одним из важнейших результатов реализации Европейской стратегии энергетической безопасности и Стратегии в области энергетики и климата является создание Энергетического союза (Building the Energy Union), соответствующий документ которого был опубликован Еврокомиссией в феврале 2015 года. Энергетический союз подразумевает развитие более безопасной, доступной и стабильной энергетики, что будет способствовать свободному потоку энергоресурсов через границы

для безопасного снабжения в каждой стране ЕС для каждого европейца [11].

Энергосоюз состоит из пяти взаимосвязанных аспектов, в частности:

1. Энергетическая безопасность, солидарность и доверие, в частности: диверсификация источников энергии и обеспечение энергетической безопасности посредством солидарности и сотрудничества между странами ЕС.
2. Полностью интегрированный внутренний энергетический рынок для обеспечения свободного энергопотока посредством развития трансграничных интерконнекторов между странами ЕС без каких-либо технических и нормативно-правовых барьеров.
3. Повышение энергоэффективности, что приведет к снижению зависимости от импорта энергии, сокращению выбросов и увеличению рабочих мест на европейском рынке.
4. Декарбонизация экономики. ЕС нацелен на быструю ратификацию Парижского соглашения и сохранение своего лидерства в области ВИЭ.
5. Исследования, инновации и конкурентоспособность. Направление включает комплекс мероприятий по стимулированию НИОКР в области низкоуглеродных и экологически чистых энергетических технологий.

В рамках реализации Стратегии Энергосоюза, Еврокомиссия публикует регулярные отчеты о прогрессе, достигнутом Энергетическим союзом. Самый последний доклад был опубликован в ноябре 2017 года.

Основной целью создания Энергосоюза является оказание помощи ЕС в части «обретения единого голоса во время переговоров с третьими странами». Еврокомиссия предлагает рассмотреть варианты коллективных газовых закупок в кризисных ситуациях, что особенно актуально для стран, зависящих от

единственного поставщика (страны Балтии и Восточной Европы). При этом среди стратегических партнеров указаны такие страны, как: США, Канада, Норвегия, Алжир, Турция, Азербайджан, Туркмения, страны Ближнего Востока и Африки, а также особый акцент уделяется сотрудничеству с Украиной. В единственном упоминании о России подчеркивается, что сотрудничество в области энергетики возможно лишь при соблюдении рыночной открытости, справедливой конкуренции и взаимной выгоды [12, с. 61].

«Чистая» энергия для всех европейцев»

30 ноября 2016 г. ЕК представила новый энергетический пакет мер по сохранению конкурентоспособности ЕС «Чистая» энергия для всех европейцев» (Clean Energy For All Europeans), тем самым сделав значительный шаг на пути создания Энергетического союза [13]. Энергопакет включает в себя три основные цели:

- рациональное потребление энергии путем повышения энергоэффективности;
- достижение глобального лидерства в области ВИЭ;
- обеспечение справедливого предложения для потребителей.

По оценкам ЕК, пакет мер «Чистая» энергия для всех европейцев» представляет собой возможность не только ускорения декарбонизации европейской экономики, но и увеличения экономического роста. За счет мобилизации дополнительных 177 млрд евро ожидается дополнительный рост ВВП (в пределах 1% к 2030 г.), а также создание 900 тыс. новых рабочих мест.

Данный энергопакет также включает в себя законопроект Регламента по принципам управления Энергетическим союзом (Governance of the Energy Union), который включает в себя несколько правил, а именно:

1. Обеспечение достижения целей Энергетического союза, особенно целевых показателей в области Стратегии энергетики и климата – 2030.
2. Содействие долгосрочной определенности и предсказуемости для инвесторов.
3. Сокращение бюрократических процессов путем оптимизации большинства текущих требований в отношении отчетности в области энергетики в странах ЕС.
4. Согласование и объединение действующего Положения о механизме мониторинга климата (Climate Monitoring Mechanism Regulation) с положениями Парижского соглашения по климату.

«Чистая» энергия для островов ЕС»

18 мая 2017 г. ЕК вместе с 14-ю странами ЕС (Хорватия, Кипр, Дания, Эстония, Финляндия, Франция, Германия, Греция, Ирландия, Италия, Мальта, Португалия, Испания и Швеция) подписали политическую декларацию новой инициативы «Чистая» энергия для островов ЕС» (Clean Energy for EU Islands) [14]. Данная инициатива направлена на ускорение перехода к «чистой» энергии на более чем 2400 островах Европы, где проживают 15 млн европейцев, с целью снижения зависимости островов от импорта энергии за счет более эффективного использования собственных ВИЭ и более современных и инновационных энергетических систем³. Инициатива была объявлена еще в ноябре 2016 г. в рамках пакета предложений ЕК «Чистая» энергия для всех европейцев».

Принятие инициативы «Чистая» энергия для островов ЕС» должна обеспечить:

1. Снижение затрат на энергию и значительное увеличение производства электроэнергии за счет ВИЭ, а также строительство энергохранилищ и систем

³ См. информ. бюллетень инициативы. URL: https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/clean-energy-islands-initiative_en.pdf

- управления спросом на электроэнергию, используя новейшие технологии.
2. Повышение энергетической безопасности островов за счет снижения зависимости от импорта энергоресурсов.
 3. Снижение выброса парниковых газов и загрязнения окружающей среды, а также улучшение качества воздуха.
 4. Создание новых рабочих мест и возможностей для бизнеса с целью повышения экономической самообеспеченности островов.

Заключение

Принятые стратегии и инициативы ЕС направлены в первую очередь на диверсификацию поставок энергоресурсов, и тем самым призваны обезопасить собственное энергопо-

требление и европейский энергетический рынок в целом за счет создания в ЕС развитой инфраструктуры посредством строительства новых энергохранилищ для различных энергоресурсов.

Поставленные задачи ЕС должны привести к увеличению энергоэффективности, сокращению энергоемкости и углеродоемкости стран-членов ЕС, а также резкому увеличению доли ВИЭ в энергобалансе и сокращению вредных выбросов в окружающую среду.

Энергетическая политика ЕС на данный момент имеет четко ориентированный вектор к созданию интегрированного Энергетического союза, который будет характеризоваться более конкурентоспособной и независимой энергетикой с четко установленной нормативно-правовой базой.

ЛИТЕРАТУРА

1. *2020 Energy Strategy, European Commission.*
2. *Strategic Energy Technologies Information System, European Commission.*
3. *Horizon 2020, Innovation and Networks Executive Agency, European Commission.*
4. *Горизонт 2020. Рамочная программа ЕС по исследованиям и инновациям / Практическое руководство для исследователей из России 2014-2020, 2014. 39 с.*
5. *Communication from the commission, Energy Roadmap 2050, European Commission, 2011.*
6. *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, European Commission, 2011.15 с.*
7. *2030 Energy Strategy, European Commission.*
8. *BP Statistical Review of World Energy 2017.*
9. *Energy Security Strategy, European Commission.*
10. *Communication from the commission, European Energy Security Strategy, European Commission, 2014.*
11. *Building the Energy Union, European Commission.*
12. *Мельникова С.И., Геллер Е.И., Митрова Т.А., Кулагин В.А. / Газовый рынок ЕС: эпоха реформ / ИНЭИ РАН – НИУ ВШЭ, М., 2016. 98 с.*
13. *Communication from the commission, Clean Energy For All Europeans, European Commission, 2016.*
14. *Clean Energy for EU Islands, European Commission.*

Поступила в редакцию
15.01.2018 г.

K.S. Kuzheleva, B.A. Grachev⁴

**EU ENERGY POLICY FOR RES, ENERGY EFFICIENCY
AND IMPLEMENTATION OF NEW RESOURCE SAVING
TECHNOLOGIES**

This paper covers the European energy policy that focused on one single goal for many years – to ensure uninterrupted supplies of energy resources at prices affordable for all end consumers. The vector of EU common energy policy is currently aimed at creating a single Energy Union based on RES development, energy efficiency improvement and an innovative component of the European economy. Measures and initiatives implemented in this field will affect significantly the future energy development not only in individual countries, but also in the entire European conglomerate and the global community in general.

Keywords: energy policy, European Union, energy industry, renewable energy sources, energy efficiency, strategy, Energy Union, innovations.

⁴ Kristina S. Kuzheleva – Chief Specialist at the Russian Energy Agency by the Ministry of Energy of the Russian Federation, *e-mail:* Kristinwest1992@gmail.com;
Bogdan A. Grachev – Expert of the Institute of Education at the National Research University Higher School of Economics, *e-mail:* Bogdanwest1992@gmail.com

УДК 621.311.1 (470+571)

Е.М. Смирнова, С.М. Сендеров¹

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ РЕГИОНОВ РОССИИ: СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ ИЗМЕНЕНИЯ ЗА ПОСЛЕДНИЕ ШЕСТЬ ЛЕТ

Статья посвящена анализу основных тенденций и масштабов изменения состояния энергетической безопасности регионов России. Анализ проблем выполнен в соответствии с методикой по оценке состояния энергетической безопасности Российской Федерации на региональном уровне. Определены регионы России с неудовлетворительным состоянием энергетической безопасности, а также динамика изменения состояния энергетической безопасности во всех регионах России в период с 2011 по 2016 годы. Проанализированы факторы и причины формирования негативных и позитивных тенденций.

Ключевые слова: индикативный анализ; энергетическая безопасность; топливоснабжение; регионы России, методика.

Введение

Энергетическая безопасность (ЭБ) – состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, нарушения бесперебойности энергоснабжения [1, 2]. Фактически энергетическая безопасность – это сбалансированность спроса и предложения энергии или бездефицитность энергодобавки.

Для оценки состояния ЭБ регионов России и выявления складывающихся в этом отношении тенденций необходим соответствующий мониторинг и анализ состояния отечественной энергетики. Такая оценка должна выполняться в соответствии с методикой мониторинга состояния ЭБ России на региональном уровне, то есть на базе мониторинга важнейших показателей функционирования энергетики в заданный момент времени.

В данной статье представлены материалы, характеризующие состояние ЭБ в регионах России по всем федеральным округам. Такие оценки получены с непосредственным исполь-

зованием методики мониторинга состояния ЭБ [3], снабжены необходимым иллюстративным материалом. Отдельные регионы ранжированы в зависимости от состояния их ЭБ. Исследования, проведенные на разных временных срезах (2011, 2015 и 2016 гг.), позволяют оценить направления изменения ситуации с обеспечением ЭБ в регионах России и динамику этих изменений за прошедшие шесть лет.

Элементы методики мониторинга состояния ЭБ России на региональном уровне

В настоящее время оценка состояния ЭБ регионов страны [3, 4] базируется на основе использования индикаторов распределенных по трем взаимосвязанным блокам (табл. 1). Значения индикаторов характеризуют условия обеспечения ЭБ в регионе в совокупности. Выделение отдельных блоков необходимо для получения представления о важнейших аспектах обеспечения ЭБ регионов. Каждый из представленных в табл. 1 индикаторов имеет свои, экспертно сформированные и обоснованные пороговые значения, то есть те значения, которые определяют границу перехода фактиче-

¹ Елена Михайловна Смирнова – ведущий инженер Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, e-mail: smirnova.e.m@isem.irk.ru;

Сергей Михайлович Сендеров – заместитель директора по науке ИСЭМ СО РАН, заведующий отделом энергетической безопасности, д.т.н., e-mail: ssm@isem.irk.ru

Таблица 1

Состав важнейших индикаторов энергетической безопасности регионального уровня

1. Блок производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона
<p>1.1. Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.</p> <p>1.2. Отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона с соседними к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.</p> <p>1.3. Возможности удовлетворения потребностей в КПТ из собственных источников региона.</p>
2. Блок надежности топливо- и энергоснабжения региона
<p>2.1. Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПТ на территории региона.</p> <p>2.2. Доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона.</p> <p>2.3. Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания (10% наброс потребления) на территории региона.</p>
3. Блок состояния основных производственных фондов (ОПФ) систем энергетики на территории региона
<p>3.1. Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона.</p> <p>3.2. Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за последний 5-летний период к установленной мощности региона.</p>

ского значения индикатора из одной области качественных состояний в другую.

В методике используются два таких пороговых значения для каждого индикатора. Предкризисное пороговое значение индикатора означает граничное значение между нормальным и предкризисным состоянием энергетики в аспекте, описываемом данным индикатором. Кризисное пороговое значение означает соответственно границу между предкризисным и кризисным состояниями.

В результате сравнения фактических значений конкретных индикаторов с их пороговыми значениями оценивается уровень кризисности индикаторов. Но в этом случае еще невозможно судить о кризисности состояния ЭБ региона в целом. Одни индикаторы могут иметь приемлемые с позиций ЭБ оценки, значения других могут находиться в кризисном или предкризисном состояниях. Картина может меняться от региона к региону и от года

к году. Соответственно, для формирования итоговой качественной оценки состояния ЭБ в регионе необходима свертка качественных оценок состояния отдельных индикаторов в единую интегральную оценку ЭБ анализируемой территории.

Состояние того или иного индикатора в зависимости от расположения его значений на шкале состояний, оценивается следующим образом:

$$f(S_i) = \begin{cases} H, & S_i < S_i^{PK} \\ PK, & S_i^{PK} \leq S_i < S_i^K \\ K, & S_i \geq S_i^K \end{cases} \quad i = 1, n \quad (1)$$

где n – количество оцениваемых индикаторов;

S_i – фактическое (ожидаемое) значение i -го индикатора;

$S_i^{ПК}$, S_i^K – значения предкризисного и кризисного пороговых значений i -го индикатора;

H , $ПК$, K – качественная оценка состояния энергетики в аспекте, отображаемом i -м индикатором: нормальное, предкризисное и кризисное соответственно.

В связи с тем, что выбранные для оценки индикаторы по своей важности неравнозначны, при получении интегральной оценки учитывается значимость каждого конкретного индикатора в их общем наборе, или «удельные веса» конкретных индикаторов в общей системе их ценности. Удельный вес индикатора в общей сумме весов определяется по формуле:

$$V_i = \sum_{j=1}^n v_{ij} / \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n v_{ij} \quad (2)$$

где V_i – удельный вес i -го индикатора в системе оцениваемых индикаторов;

v_{ij} – условная значимость i -го индикатора в сравнении с j -м индикатором.

При выполнении вышеописанного порядка действий формируется качественная оценка состояния ЭБ конкретных регионов России:

$$Q = \begin{cases} H, \sum_{i=1}^n V_i^H \geq \delta_H \\ ПК, \sum_{i=1}^n V_i^K < \delta_K \text{ и } \sum_{i=1}^n V_i^H < \delta_H, \quad i = 1, n \\ K, \sum_{i=1}^n V_i^K \geq \delta_K \end{cases} \quad (3)$$

где Q – интегральная оценка качественного состояния энергетической безопасности региона;

V_i^H , V_i^K – удельный вес i -го индикатора, находящегося в области нормальных и кризисных значений, соответственно;

δ_H , δ_K – коэффициенты, характеризующие уровень достижения нормального или кризисного состояния соответственно.

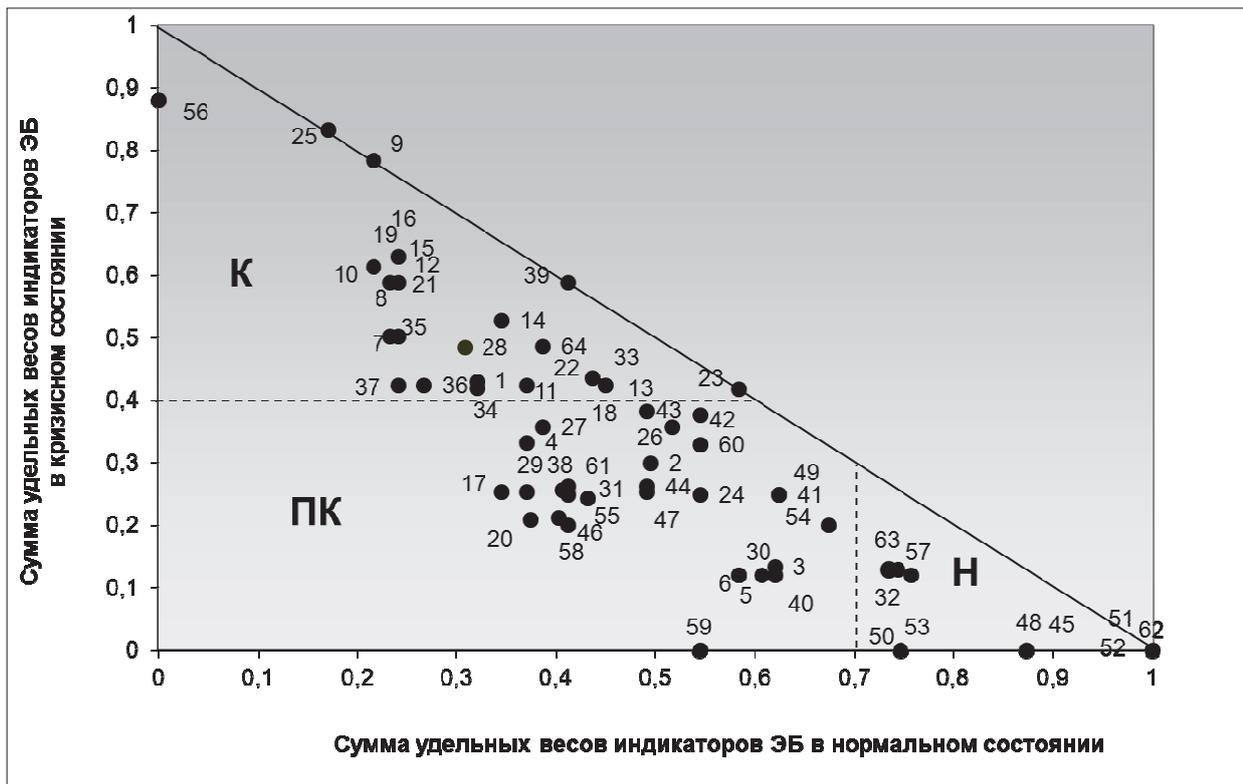
Проведение такой оценки позволяет на основе отслеживания динамического ряда значений интегрального индикатора понять, в каком направлении изменяется уровень ЭБ у конкретного региона и на какой регион следует прежде всего обратить внимание на уровне федерального округа или страны.

Анализ состояния ЭБ регионов России

Для того чтобы показать работоспособность рассмотренного выше методического подхода, выделить и оценить некоторые тенденции в изменении важнейших факторов обеспечения ЭБ субъектов РФ было сделано следующее. Выделены регионы для анализа, располагающиеся на территориях всех федеральных округов. По данным округам создана информационная база на основе статистической информации [5-7]. В динамике с 2011 по 2016 гг. оценены значения всех перечисленных выше индикаторов. При этом значения индикаторов были количественно соотнесены с их пороговыми значениями, а все регионы были распределены по соответствующим группам территорий. С помощью этого стало возможным оценить качественное состояние каждого индикатора в соответствующем субъекте анализа. По результатам общего анализа данных по 78-ми субъектам РФ можно кратко охарактеризовать присущие энергетике территориям федеральных округов тенденции с позиций требований энергетической безопасности.

По результатам проведенного анализа в динамике с 2011 по 2016 гг. доля регионов, где ситуация с точки зрения ЭБ кардинально не изменилась, составляет 82%. Информация о состоянии данных регионов и расположении их в области кризисного, нормального или пограничного предкризисного состояния представлена на рисунке.

В целом неудовлетворительная ситуация обеспечения ЭБ по субъектам РФ, представленная на рисунке, показывает, что большинство регионов расположены в области кризис-



1 – Республика Карелия; 2 – Республика Коми; 3 – Вологодская область; 4 – Калининградская область; 5 – Ленинградская область; 6 – Мурманская область; 7 – Новгородская область; 8 – Псковская область; 9 – Белгородская область; 10 – Брянская область; 11 – Владимирская область; 12 – Воронежская область; 13 – Ивановская область; 14 – Калужская область; 15 – Костромская область; 16 – Курская область; 17 – Липецкая область; 18 – Московская область; 19 – Орловская область; 20 – Рязанская область; 21 – Смоленская область; 22 – Тверская область; 23 – Ярославская область; 24 – Республика Дагестан; 25 – Кабардино-Балкарская Республика; 26 – Республика Северная Осетия-Алания; 28 – Чеченская Республика; 29 – Ставропольский край; 30 – Краснодарский край; 31 – Волгоградская область; 32 – Ростовская область; 33 – Республика Калмыкия; 34 – Республика Башкортостан; 35 – Республика Мордовия; 36 – Республика Удмуртия; 37 – Чувашская Республика; 38 – Оренбургская область; 39 – Пензенская область; 40 – Пермский край; 41 – Самарская область; 42 – Саратовская область; 43 – Ульяновская область; 44 – Свердловская область; 45 – Тюменская область; 46 – Челябинская область; 47 – Алтайский край; 48 – Кемеровская область; 49 – Новосибирская область; 50 – Омская область; 51 – Томская область; 52 – Красноярский край; 53 – Иркутская область; 54 – Республика Бурятия; 55 – Республика Тыва; 56 – Республика Алтай; 57 – Республика Саха (Якутия); 58 – Приморский край; 59 – Хабаровский край; 60 – Амурская область; 61 – Камчатский край; 62 – Сахалинская область; 63 – Чукотский автономный округ; 64 – Еврейская автономная область.

Итоговое состояние ЭБ субъектов РФ, 2016 год

Таблица 2

Оценка качественного состояния ЭБ по отдельным регионам РФ

Год	Порядковые номера оцениваемых индикаторов ЭБ*								Сумма удельных весов по состояниям			Качественное состояние ЭБ
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	Границы состояний			
	Удельные веса индикаторов								К ²	ПК	Н ³	
	0,104	0,138	0,133	0,120	0,079	0,170	0,127	0,129				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Архангельская область												
2011	Н	Н	К	ПК	Н	К	ПК	Н	0,303	0,247	0,450	ПК

² Состояние ЭБ в регионе признается кризисным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии «К» превышает 0,4.

³ Состояние ЭБ в регионе признается нормальным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии «Н» превышает 0,7.

РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА: БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2016	Н	Н	К	ПК	Н	К	Н	К	0,432	0,120	0,448	К
Тамбовская область												
2011	Н	Н	К	К	ПК	ПК	К	ПК	0,380	0,378	0,242	ПК
2016	Н	Н	К	К	ПК	ПК	К	К	0,509	0,249	0,242	К
Тульская область												
2011	Н	Н	К	К	ПК	ПК	К	К	0,509	0,249	0,242	К
2016	Н	Н	К	К	Н	ПК	ПК	Н	0,253	0,297	0,450	ПК
Карачаево-Черкесская Республика												
2011	Н	Н	К	К	Н	Н	Н	Н	0,253	0	0,747	Н
2016	Н	Н	К	К	Н	Н	Н	ПК	0,253	0,129	0,618	ПК
Астраханская область												
2011	Н	Н	Н	Н	ПК	Н	ПК	К	0,129	0,206	0,665	ПК
2016	Н	Н	Н	Н	ПК	Н	ПК	Н	0	0,206	0,794	Н
Республика Марий Эл												
2011	Н	Н	ПК	К	Н	К	ПК	К	0,419	0,26	0,321	К
2016	Н	Н	Н	К	Н	К	ПК	Н	0,29	0,127	0,583	ПК
Республика Татарстан												
2011	Н	Н	ПК	К	Н	К	ПК	К	0,419	0,26	0,321	К
2016	Н	Н	Н	К	Н	К	ПК	ПК	0,29	0,256	0,454	ПК
Кировская область												
2011	Н	Н	К	К	Н	Н	К	К	0,509	0	0,491	К
2016	Н	Н	К	К	Н	Н	К	Н	0,38	0	0,62	ПК
Нижегородская область												
2011	Н	Н	Н	К	Н	Н	ПК	К	0,249	0,127	0,624	ПК
2016	Н	Н	Н	К	Н	Н	ПК	Н	0,12	0	0,88	Н
Курганская область												
2011	Н	Н	К	К	К	Н	К	К	0,588	0	0,412	К
2016	Н	Н	К	К	ПК	Н	ПК	Н	0,253	0,206	0,541	ПК
Республика Хакасия												
2011	Н	Н	Н	ПК	К	Н	ПК	Н	0,079	0,247	0,674	ПК
2016	Н	Н	Н	ПК	К	Н	Н	Н	0,079	0,12	0,801	Н
Забайкальский край												
2011	ПК	ПК	Н	ПК	ПК	Н	ПК	К	0,129	0,568	0,303	ПК
2016	Н	Н	Н	ПК	Н	Н	ПК	Н	0	0,247	0,753	Н
Магаданская область												
2011	Н	Н	К	К	К	Н	ПК	К	0,461	0,127	0,412	К
2016	Н	Н	ПК	К	К	Н	ПК	К	0,328	0,26	0,412	ПК
Республика Крым												
2011	К	Н	К	К	Н	Н	ПК	К	0,486	0,127	0,387	К
2016	К	Н	К	К	Н	Н	ПК	Н	0,357	0,127	0,516	ПК

РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА: БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ

ных и предкризисных значений удельных весов индикаторов.

Остановимся отдельно на регионах, где ситуация с обеспечением ЭБ качественно изменялась, эти регионы представлены в табл. 2. В 2016 г. кризисная ситуация была отмечена во всех регионах Центрального ФО, за исключением Липецкой, Рязанской и Тульской областей. В Тульской области (табл. 2) ситуация из кризисной перешла в предкризисную за счет ввода мощностей в 2013-2015 гг. (на Новомосковской ГРЭС 190 МВт и пуска двух гидроагрегатов на Черепетской ГРЭС мощностью 225 МВт каждый).

За анализируемый шестилетний период улучшилась ситуация в таких регионах, как: Республика Марий Эл, Республика Татарстан, Кировская, Курганская, Магаданская области и Республика Крым. Улучшение ситуации произошло за счет проведения активной политики по обновлению ОПФ, плановых капитальных ремонтов в электро- и теплоэнергетике и позволило вывести ситуацию в регионах

из кризиса в область предкризисных значений. Так, например, в Республике Татарстан за последние три года анализируемого периода (2014-2016 гг.) было введено в эксплуатацию 590 МВт новых генерирующих мощностей. Добыча газа в республике выросла почти в три раза, что увеличило возможности удовлетворения потребностей в КПП из собственных источников региона и по соответствующему индикатору (1.3) перешло в диапазон нормальных значений (табл. 2).

В Республике Крым ситуация с каждым годом улучшается за счет реализации проектов строительства объектов генерации на территории региона и обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения. Республика имеет значительный потенциал для развития альтернативных источников энергии, таких как солнечная и ветровая. В 2014 г. была введена в эксплуатацию ВЭС мощностью 25 МВт, а в 2015-2016 гг. введены в эксплуатацию четыре нитки энергомота для подключения энергосистемы Крыма к ЕЭС России (ОЭС Юга)

Таблица 3

Структура кризисности индикаторов энергетической безопасности и оценка состояния ЭБ регионов РФ по индикаторам за 2011, 2016 гг., %

Индикатор ЭБ	Состояние индикатора по регионам			
	Год	Н	ПК	К
1.1	2011	79	5	16
	2016	79	4	17
1.2	2011	90	5	5
	2016	92	4	4
1.3	2011	34	9	57
	2016	36	9	55
2.1	2011	18	17	65
	2016	13	18	69
2.2	2011	49	25	26
	2016	53	20	27
2.3	2011	57	16	27
	2016	56	17	27
3.1	2011	6	72	22
	2016	10	70	20
3.2	2011	35	17	48
	2016	46	13	41

общей мощностью 800 МВт. Однако при этом износ энергетического оборудования на полуострове составляет около 70%, что требует соответствующего внимания и принятия мер по его снижению.

Стоит обратить внимание на те регионы, где ситуация с ЭБ за шесть лет стабилизировалась, и к 2016 г. перешла в область приемлемых значений. Таких субъектов всего четыре (5% из общего количества анализируемых): Астраханская область, Нижегородская область, Республика Хакасия и Забайкальский край. Условиями для улучшения ситуации стали: модернизация электроэнергетического оборудования, ежегодный ввод новых генерирующих мощностей и, как следствие, снижение доли крупного источника в располагаемой электрической мощности региона (инд. 2.2), а также увеличение возможности удовлетворения потребностей в КПП из собственных источников региона.

С целью выявления тенденций в изменении состояния энергетической безопасности регионов по отдельным индикаторам проанализируем изменение их состояния с 2011 по 2016 годы. В табл. 3 в процентном соотношении представлены качественные состояния различных индикаторов в 2011 и 2016 годах.

На основании проведенного сравнительного анализа и сформированных данных в табл. 3 были получены следующие результаты. Незначительно изменилась ситуация в регионах за шестилетний период по индикаторам: 1.1 (Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории), 1.2 (Отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона с соседними к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории), 1.3 (Возможности удовлетворения потребностей в КПП из собственных источников региона) и 2.3 (Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях

резкого похолодания (10% наброс потребления) на территории региона).

На 5% ухудшилась ситуация с величиной доли доминирующего ресурса в общем потреблении КПП региона (индикатор 2.1). К ним относятся все регионы Центрального, Северо-Кавказского, Приволжского федеральных округов, а также Калининградская, Ленинградская, Мурманская, Новгородская и Псковская области Северо-Западного ФО, не имеющие достаточного количества собственных источников для производства КПП, и при этом доминирующим видом потребления топлива в которых является газ.

По индикатору 2.2 (Доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона) ситуация в целом по стране улучшилась на 5% за счет вводов новых мощностей. Это же, наряду с проводимыми ремонтами, обеспечило тенденцию некоторого улучшения ситуации с индикаторами 3.1 (Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона) – на 4% и 3.2 (Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за последний 5-летний период к установленной мощности региона) – на 11%. Хотя при этом в большинстве субъектов РФ текущие значения степени износа оборудования составляют 50-60% и ситуация требует постоянного внимания.

Заключение

В целом ситуация с обеспечением ЭБ по субъектам РФ – неудовлетворительная. Большинство регионов расположены в области кризисных и предкризисных значений удельных весов индикаторов. Можно отметить достаточно высокий процент регионов с приемлемым состоянием с точки зрения ЭБ по индикатору 1.2 (Отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона с соседними к максимальной электрической нагрузке потре-

бителей на его территории) – 92% и по индикатору 1.1 (Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории) – 79% регионов.

На предкризисное состояние в 70% регионов, согласно табл. 3, влияет неудовлетворительное состояние по индикатору 3.1 – Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона, так как в большинстве субъектов РФ текущие значения степени износа оборудования составляют 50-60%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетическая безопасность России / В.В. Бушуев, Н.И. Воронай, А.М. Мастепанов, Ю.К. Шафраник и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. изд. фирма РАН, 1998. 302 с.

2. Н.И. Пяткова, С.М. Сендеров, М.Б. Чельцов и др. Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности // Известия РАН. Энергетика, 2000, № 6. С. 31-39.

3. Методика мониторинга состояния энергетической безопасности России на региональном уровне / С.М. Сендеров, Н.И. Пяткова, В.И. Рабчук, Г.Б. Славин, С.В. Воробьев, Е.М. Смирнова. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. 146 с.

4. Сендеров С.М. Оценка уровня энергетической безопасности регионов России и основные принципы создания системы мониторинга энергетической безопасности // Безопасность объектов топливно-энергетического комплекса. 2012, № 1(1). С. 125-130.

5. Статистическая форма Росстата «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива и теплоэнергии, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов за 2011-2016 гг.» (4 ТЭР).

6. Статистическая форма Росстата «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов за 2011-2016 гг.» (11 ТЭР).

7. Статистическая форма Росстата «Технико-экономические показатели электростанций, районных котельных за 2011-2016 гг.» (6 ТП).

Поступила в редакцию
22.01.2018 г.

Е.М. Smirnova, S.M. Senderov⁴

ENERGY SECURITY OF RUSSIAN REGIONS: STATE AND CHANGING TRENDS FOR THE PAST SIX YEARS

The article focuses on the analysis of main trends and the scale of energy security changes in the regions of Russia. The problems are analyzed in accordance with the energy security status assessment method for the Russian Federation on a regional level. The paper determines the regions of Russia with an unsatisfactory energy security state as well as the rate of changes in the energy security status for all Russian regions between 2011 and 2016. The factors and causes of negative and positive trends are analyzed.

Keywords: indicative analysis; energy security; fuel supply; Russian regions, method.

⁴ Elena M. Smirnova – Lead Engineer at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, e-mail: smirnova.e.m@isem.irk.ru;

Sergey M. Senderov – Deputy Director for Science at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Head of Energy Security Department, Doctor of Engineering, e-mail: ssm@isem.irk.ru

УДК: 620.9.002.5

Н.И. Пяткова, Н.М. Береснева¹

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ КРИТИЧЕСКИХ ИНФРАСТРУКТУР ЭНЕРГЕТИКИ С УЧЕТОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

В статье обоснована возможность исследования топливно-энергетического комплекса, объединяющего отраслевые системы энергетики, как критической инфраструктуры с позиций энергетической безопасности. Представлены разработанные модели для проведения исследований с учетом динамики, инструмент расчета и анализа состояний ТЭК в контексте критической инфраструктуры.

Ключевые слова: критическая инфраструктура, энергетическая безопасность, топливно-энергетический комплекс, энергетические системы, критически важные объекты (критические объекты), пакет прикладных программ.

Введение

Исследования критических инфраструктур в условиях высокого уровня развития информационных технологий стали одним из новых направлений исследований надежного энергоснабжения потребителей. При этом терминология по критическим инфраструктурам в настоящий момент не устоялась. В частности, в [1] под критической понимается «инфраструктура, элементы которой имеют особое значение для государства и общества, выход из строя или ограничение работоспособности которых привели бы к длительным перебоям в снабжении, серьезным нарушениям общественной безопасности или иным драматическим последствиям». В соответствии с этим определением к критическим инфраструктурам с полной уверенностью можно отнести отраслевые системы энергетики и топливно-энергетический комплекс (ТЭК), представляющий собой взаимосвязанную инфраструктуру, состоящую из отдельных систем энергетики. Это подтверждается значимостью этих структур для экономики государства и общества и является основной частью исследований проблем энергетической безопасности страны.

Исследования работы критических инфраструктур энергетики с позиций энергетической безопасности

Энергетическая безопасность страны и ее регионов, по сути, это сбалансированность спроса и предложения энергоресурсов [2]. Основное содержание задач исследований по обеспечению энергетической безопасности сводится:

- к прогнозированию условий функционирования и развития систем энергетики (СЭ, то есть критических инфраструктур) и ТЭК (комплекса, состоящего из критических инфраструктур) с учетом возможных нештатных ситуаций (критических и чрезвычайных);
- оценке состояния СЭ в этих условиях, выявлению потенциальных критически важных объектов (КВО) в них;
- выбору возможных направлений и мер по предотвращению или снижению негативного воздействия нештатных ситуаций с учетом специализированных средств обеспечения безопасности (резервов и запасов), а также возможностей СЭ по прохождению критических (КС) или чрезвычайных (ЧС) ситуаций (секционирование систем для локализа-

² Наталья Ивановна Пяткова – зав. лабораторией Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, к.т.н., e-mail: nata@isem.irk.ru;

Наталья Михайловна Береснева – научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, к.т.н., e-mail: beresneva@isem.irk.ru

ции аварий, регулирование энергопотребления, отключение отдельных потребителей и др.).

Исследования критических инфраструктур энергетики с позиций ЭБ проводятся в рамках вычислительных экспериментов на основе информационной базы, представленной технико-экономическими характеристиками энергетических объектов, отчетными данными о состоянии систем энергетики, результатами исследований развития ТЭК. В основе этих исследований лежат территориально-производственные модели ТЭК, отражающие технологический цикл преобразований энергоресурсов, имитирующие работу ключевых отраслевых объектов в заданных условиях функционирования. Основной инструмент исследований – программы информационной поддержки моделирования состояний ТЭК в условиях нештатных ситуаций с последующим расчетом и оценкой этих состояний. Важная компонента оценки состояний – выявление потенциальных КВО, определение степени их критичности в контексте исследуемых ситуаций. КВО в данном случае – наиболее уязвимые элементы критических инфраструктур, нарушения в работе которых могут вызвать существенные сбои в надежном энергоснабжении потребителей. Поэтому при выделении КВО в ТЭК обязательно учитываются условия максимально возможного удовлетворения потребителей в случае реализации нештатных ситуаций. Эта задача напрямую связана:

- с выявлением и нейтрализацией различного рода угроз устойчивому топливно- и энергоснабжению;
- анализом и оценкой состояния отраслевых систем энергетики в условиях КС и ЧС, являющихся реализацией угроз ЭБ;
- заблаговременной подготовкой объектов и систем ТЭК к работе во время ЧС, вызванных реализацией угроз различного вида.

На практике возникновение нештатных ситуаций связано с реализацией природных

(похолодания) и техногенных (аварии на транспорте, объектах добычи и производства энергоресурсов) угроз. При реализации природных угроз могут наблюдаться отклонения максимальных сезонных отопительных нагрузок регионов в зависимости от их климатических условий, состава потребителей в них вплоть до 20-30%. Это может сопровождаться значительным ростом спроса на энергоресурсы как для единой климатической зоны, так и нескольких соседних регионов.

Техногенные угрозы наиболее критичны для газовой отрасли и электроэнергетики. В системе газоснабжения одним из наиболее опасных факторов является возможность повреждения трансконтинентальных газопроводов, идущих из крупного газодобывающего района через Урал в европейскую часть России. В электроэнергетике значительные недопоставки могут быть вызваны разрывами связей между отдельными энергосистемами или аварийными ситуациями на конкретных электростанциях (например, крупная авария в Московской энергосистеме 2005 г. на подстанции «Чагино», авария на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 г., системная авария на энергообъектах СФО из-за сбоя на Братской ГЭС в июне 2017 года).

Оценить функционирование систем в этих условиях можно в рамках модельных исследований на основе аппарата двойственных оценок [3]. Двойственные оценки в этом случае могут служить мерой дефицитности какого-либо ресурса, и при этом показывать, как изменение ограничения этого ресурса на единицу может привести к изменению значения целевой функции на величину двойственной оценки [4]. В нашем случае таким ресурсом могут быть производственные возможности рассматриваемых технологических способов (мощности по добыче, производству, транспорту энергоресурсов, запасов разного назначения). Для объектов, производственных мощностей которых достаточно для выполнения требуемых технологических операций, значение соответствующей двойственной переменной будет равно нулю; для

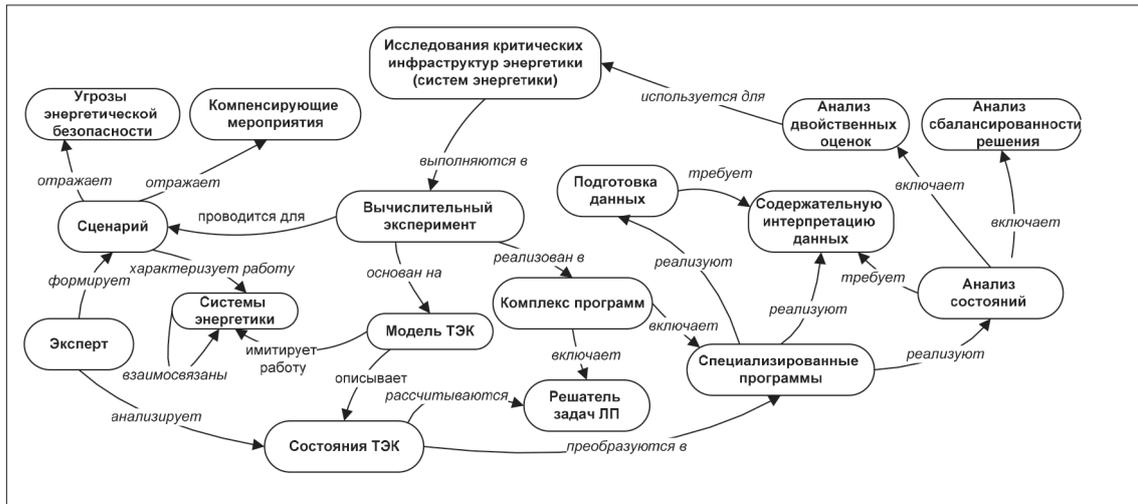


Рис.1. Схема модельных исследований критических инфраструктур энергетики

потенциальных КВО значения двойственной переменной будут меньше нуля. Приоритетность КВО в этом случае определяется путем ранжирования значений приращений производственных мощностей. Оценку состояния систем в условиях критических и чрезвычайных ситуаций предполагается проводить на базе экономико-математических моделей и инструментальных средств проведения исследований, описанных ниже. Обобщенная схема модельных исследований критических инфраструктур энергетики с позиций обеспечения ЭБ приведена на рис. 1.

Возможные крупномасштабные последствия от нештатных ситуаций в энергетике требуют специального анализа особенностей поведения критических инфраструктур (систем энергетики) вблизи их предельного состояния. Выполнить этот анализ возможно лишь в случае проведения иерархии исследований на базе моделей ТЭК. Только такая схема расчетов обеспечит условия для получения и согласования результатов исследований функциональных свойств отдельных СЭ и структурных соотношений в ТЭК, позволит совместно учесть физико-тех-



Рис. 2. Содержательная характеристика моделей исследования ТЭК

РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА: БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ

нические и технико-экономические характеристики рассматриваемых объектов. При этом должны решаться по сути две задачи:

- выделения потенциальных КВО при функционировании ТЭК в нештатных ситуациях;
- оценки степени их влияния на функционирование ТЭК в условиях развития потенциальных угроз ЭБ.

Решаются эти задачи в рамках совместного использования моделей функционирования и развития ТЭК, концептуально идентичных в содержательном аспекте (рис. 2), выраженном в выделении топливно-энергетических ресурсов, объектов (энергетических и экономико-организационных) и многоуровневых территориальных образований. Объекты моделей описываются технологическими и экономическими характеристиками, протекающими в них процессами (технологиями) преобразования ресурсов. Характер последних определяет тип объектов, идентифицирует энергетические

(объекты добычи и переработки ресурсов, их хранения и транспортировки) и организационно-экономические (различные категории потребителей, отраслевые управленческие организации) объекты. Взаимодействие объектов, их объединение в группы и территориальная привязка в моделях регламентируется управленческо-организационными связями, применимыми, в том числе, и к территориальным образованиям.

Эти модели, различные по территориальной, временной и технологической иерархии, в контексте взаимосвязи задач функционирования и развития ТЭК имеют следующие особенности:

1. В моделях функционирования ТЭК имеет место детализированное представление объектов, работоспособность которых рассматривается в трех временных интервалах (от суток до квартала). Необходимость такой градации вызвана особенностями функционирования отдельных СЭ в условиях нештатных ситуаций

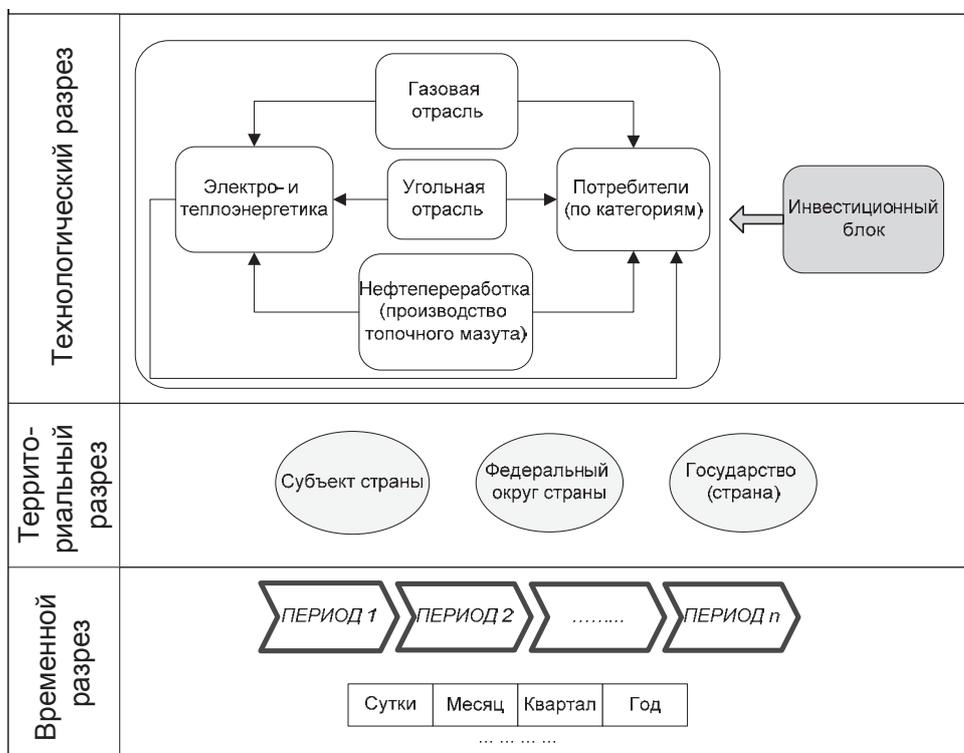


Рис. 3. Территориальная, временная и технологическая структура модели ТЭК

при максимальной загрузке их производственных мощностей, особенно в отопительный период (например, учет декабрьского максимума нагрузки в электроэнергетической системе и учет суточных отборов газа из ПХГ в конце отопительного сезона). При этом территориально рассматриваются административные единицы страны (как правило, субъекты РФ).

2. В моделях развития ТЭК на технологическом уровне выделяются группы или типы объектов ТЭК, привязанные к федеральным округам страны. При этом прогнозирование ведется по временным интервалам в годовом разрезе.

В основе такой системы моделей лежит модель оценки территориально-производственной структуры ТЭК с учетом требований ЭБ, подробно рассмотренная в [2, 5]. Эта модель может использоваться в двух режимах:

- определения оптимального развития энергетических технологий (с учетом структурной избыточности в виде резервов мощностей, запасов топлива, взаимозаменяемости энергоресурсов) и оптимального распределения потребляемых энергоресурсов;
- определения недопоставок энергоресурсов (дефицитов ТЭР) в целом по стране и по отдельным регионам.

Эта модель характеризуется иерархией уровней, представленной на рис. 3. Технологически она состоит из отраслевых подсистем энергетического комплекса (газовой, угольной, нефтеперерабатывающей (в части мазутоснабжения) отраслями, электро- и теплоэнергетикой).

В конечной реализации она дополнена финансовым блоком, описывающим инвестиционные затраты на реконструкцию, модернизацию действующих мощностей, вывод устаревшего оборудования, ввод новых мощностей на объектах энергетических отраслей. В ней же реализован учет динамики развития ситуации [6], позволивший отследить такие особенности многошагового процесса развития ТЭК, как:

- ввод новых производственных мощностей;

- демонтаж и консервацию старых объектов;

- реконструкцию объектов с изменением технологической схемы.

Реализован учет динамики в модели в виде T самостоятельных статических блоков, каждый из которых описывает все территориальные и технологические связи ТЭК применительно к этапу t расчетного периода. Динамические связи между блоками строятся с помощью уравнений, формулирующих для всех x_i объектов ТЭК условие преемственности их производительностей на различных этапах расчетного периода. Для первого этапа это условие записывается как:

$$x_{i0}^o + x_{i0}^c + x_{i0}^d = P_{i0}, \quad (1)$$

а для последующих этапов в виде уравнений:

$$x_{it-1}^o + x_{it-1}^c + x_{it-1}^n = x_{it}^o + x_{it}^c + x_{it}^d, \quad (2)$$

где P_{i0} – производительность технологии (объекта i) к началу расчетного периода,

x_{it-1}^n – производительность новой части технологии (объекта i) на этапе $t-1$,

x_{it}^o – производительность действующей части технологии (объекта i) на этапе t ,

x_{it}^c – консервация части объекта i на этапе t ,

x_{it}^d – ликвидация части объекта i на этапе t .

Для удобства формирования связей уравнение (2) разбито на две части:

$$\begin{aligned} -x_{it-1}^o - x_{it-1}^c - x_{it-1}^n + Z_{it-1} &= 0, \\ -Z_{it-1} + x_{it}^o + x_{it}^c + x_{it}^d &= 0, \end{aligned}$$

где Z_{it-1} промежуточная переменная, характеризующая полную производительность объекта i в начале этапа t . Она учитывает выбытие мощностей на этапе t и ввод новых мощностей на временном этапе $t+1$.

В целом модель используется для определения следующих характеристик (показателей):

- размеров недопоставок (дефицита) в отдельных видах энергоресурсов по рассматриваемым категориям потребителей, выделенным территориальным объединениям и в целом по стране, как величина невязки между заданной потребностью и возможностью производства данного вида энергоресурса (с учетом запасов, возможностей замещения этого вида энергоресурса у других потребителей и др.);
- изменений пропускных способностей межрайонных транспортных связей, определяемых путем сравнения соответствующих показателей рассматриваемого варианта с исходным;
- рекомендуемого рационального использования производственных мощностей энергетических объектов, а также распределение отдельных видов энергоресурсов по категориям потребителей.

Информационная поддержка исследований

Информационная поддержка исследований на динамической модели ТЭК реализована в модернизированном универсальном модуле распределенного ППП «Корректива» [7]. Адаптация этого модуля потребовала организации работы с динамическими связями соседних временных состояний, в части организации расчетов – реализации новой схемы формирования расчетных файлов, концептуально выраженной в создании единого файла с описаниями временных состояний и уравнений связи между ними. В результате адаптации получен программный модуль с жесткими структурами представления данных, поддерживающий автоматическую сборку данных из источников (форм статистической отчетности и предметных баз данных), автоматическое формирование расчетных файлов модели, поиск потенциальных КВО с последующей их идентификацией (в том числе картографической) в контексте полученных результатов расчета. Регламент процедур подготовки дан-

ных при этом прописан в правилах сборки состояний, описывающих основные технологии используемой модели с привязкой к источникам информации, в правилах задания динамических связей между соседними состояниями. Правила сборки состояний представлены блоком правил преобразования ресурсов внутри территорий, правилами транспортировки ресурсов между ними. Правила задания динамических связей между соседними состояниями ТЭК представлены характеристиками этих состояний и самих связей. Суть реализации динамических связей состоит в следующем.

1. Организация раздельного моделирования статических состояний ТЭК по опорным годам, отдельного моделирования динамических связей между сформированными статическими состояниями.

2. Применение уникальной единой кодировки для моделирования статических состояний ТЭК, расширяемой дополнительной идентификацией временной принадлежности состояний на этапе проведения расчетов.

3. Применение уникальной (отличной от представления состояний ТЭК) единой кодировки для моделирования динамических связей между состояниями. Поддержка типизации этих связей на всем временном интервале с привязкой к конкретным технологиям состояний.

4. Поддержка механизма задания динамических связей между соседними временными состояниями в виде правил, описывающих ресурсы и технологии связываемых статических состояний, ресурсы и технологии динамических связей этих состояний, включающих вспомогательную переменную ослабления жесткости связи для отладки модели.

Реализованная в модуле технология проведения исследований представлена следующими ключевыми этапами:

1. Этап формирования исходных данных, включающий их автоматическую подготовку на базе имеющихся источников (предметные таблицы, базы данных), экспертную корректировку собранных данных, в том числе возможную корректировку правил задания динамических связей.

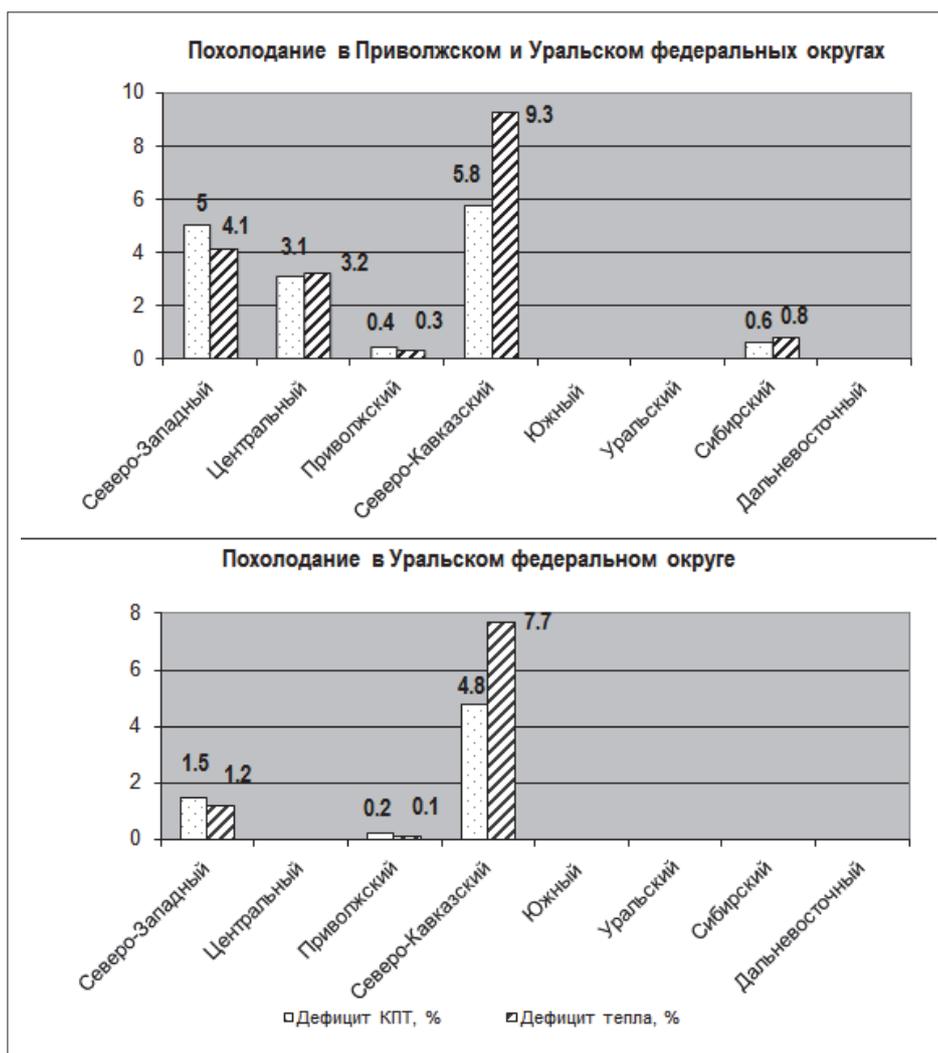


Рис. 4. Относительные суточные дефициты КПП и тепла в условиях похолодания

2. Этап подготовки и проведения расчетов, включающий генерацию автономных состояний ТЭК по опорным годам, генерацию уравнений связи между ними, формирование единого файла в формате решателя для проведения последующих расчетов.

3. Представление и анализ результатов расчета в табличной и картографической форме.

Данная технология полностью отражает итерационный цикл исследований, позволяет получить существующее решение с учетом возможного регулирования жесткости динамических связей.

Экспериментальные исследования по оценке состояния в критических инфраструктурах энергетики в условиях нештатных ситуаций

С использованием разработанных моделей и программных средств в рамках исследований влияния угроз энергетической безопасности на надежное энергоснабжение потребителей был проведен ряд экспериментальных расчетов. Первый цикл расчетов касался оценки состояния отраслевых систем в комплексе при реализации природной угрозы «похолодание» в отдельных и двух соседних регионах.

Следующий цикл расчетов был связан с оценкой недопоставок природного газа в регионы из центров добычи в условиях нештатных ситуаций, осложненных перекосами топливно-энергетического баланса европейских регионов в сторону этого ресурса.

Анализ готовности обеспечить спрос на котельно-печное топливо (КПТ), электрическую и тепловую энергию в условиях резких похолоданий был выполнен на уровне федеральных округов по данным о производстве и потреблении за 2016 г. [8]. Расчеты проводились для январских суток, соответствовали 10% увеличению среднесуточных потребностей в тепле и электроэнергии на территориях, подверженных пиковым похолоданиям. К таким территориям были отнесены:

- поочередно Северо-Западный, Уральский, Сибирский и Дальневосточный федеральные округа;
- следующие сочетания федеральных округов: Северо-Западный – Центральный, Северо-Западный – Приволжский, Северо-Западный – Уральский, Приволжский – Центральный, Приволжский – Уральский, Приволжский – Южный, Уральский – Сибирский.

Характеристика полученных результатов исследований иллюстративно показана на примере похолоданий в Уральском, Уральском и Приволжском ФО, представленных на уровне относительных суточных дефицитов в КПТ и тепле (рис. 4). Основная закономерность этих результатов – появление дефицита у потребителей топлива европейских регионов страны. Причем основную часть составляет природный газ, являющийся основным видом топлива в этих регионах. Повышенная потребность в электроэнергии, согласно расчетам, погашалась за счет диверсификации выработки электроэнергии на разных типах электростанций и использования резервов генерирующих мощностей при наличии топлива на тепловых электростанциях. При этом недостаток газа на ТЭС компенсировался резервами топочного мазута.

Второй цикл расчетов был ориентирован на анализ последствий аварийности не магистральных газопроводах северных районов Уральского федерального округа, для которых фиксируется в среднем более шести аварий в год. Как показывают расчеты, в результате аварии в этом регионе, характеризующемся высокой плотностью газотранспортных потоков, потенциальная недопоставка газа основным потребителям может составить около 14% за дни аварии. Наиболее значительно эта недопоставка может сказаться на потребителях Северо-Западного (недопоставка газа – 37%) и Центрального (недопоставка – 21%) федеральных округов. Эффект негативного воздействия аварии может быть компенсирован взаимозаменяемостью топлив. Анализ результатов показал, что с учетом возможностей замещения газа топочным мазутом, использования запасов и резервов в системах энергетики, недопоставка газа в целом по стране в этой ситуации составит 4,5% от потребностей рассматриваемого периода. Дефицит топочного мазута при этом составит 1,6%. В целом эта аварийная ситуация может вызвать дефицит у потребителей топливно-энергетических ресурсов в размере 2,8% от суммарной квартальной потребности в них. На основе проведенных расчетов можно утверждать, что при сложившейся доле газа в ТЭБ европейской части страны более 70%, возможны негативные последствия, связанные с невозможностью компенсации недостающих объемов газа другими энергоресурсами при крупной аварии на магистральных газопроводах.

Заключение

Представленные в статье модельно-инструментальные средства позволяют проводить исследования по оценке различных нештатных ситуаций в топливно-энергетическом комплексе и отраслевых системах энергетики. Полученные с их помощью результаты подтверждают работоспособность созданных инструментальных средств, возможность их использования:

- для учета межотраслевых связей при исследованиях проблем энергетической безопасности;
- оценки состояния систем энергетики и ТЭК в нестандартных ситуациях при различных вариантах их развития;
- выявления ограничений на объектах энергетики (транспорте, добычи, производстве, хранении), которые негативно

влияют на надежное топливо- и энергоснабжение потребителей.

Развитие исследований предполагает разработку методического аппарата по выявлению потенциально слабых звеньев (КВО) в ТЭК, способных существенно повлиять на надежное энергоснабжение потребителей, и проведения вычислительных экспериментов на основе этого аппарата.

ЛИТЕРАТУРА

1. Защита критической инфраструктуры. Концепция основных мер защиты [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.google.ru/url>.
2. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения / Н.И. Пяткова и др., отв. ред. Н.И. Вороняй, М.Б. Чельцов, ИСЭМ СО РАН. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – 198 с.
3. Зоркальцев В.И. Методы прогнозирования и анализа эффективности функционирования системы топливоснабжения. – М.: Наука, 1988. – 144 с.
4. Сакович В.А. Оптимальные решения экономических задач. – Минск: Высшая школа, 1982. – 272 с.
5. Пяткова Н.И., Сендеров С.М., Пяткова Е.В. Методические особенности исследования проблем энергетической безопасности на современном этапе // Известия РАН. Энергетика. – 2014. – № 2. – С. 81-87.
6. Макаров А.А., Мелентьев Л.А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. – Новосибирск: Наука, – 1973. – 274 с.
7. Еделев А.В., Сендеров С.М., Пяткова Н.И. Применение геоинформационных технологий для исследования проблем энергетической безопасности // Проблемы управления. – 2015. – № 2. – С. 68-74.
8. Статистические формы Росстата за 2016 год: 4 ТЭР, 6 ТП.

Поступила в редакцию
12.01.2018 г.

N.I. Pyatkova, N.M. Beresneva²

FEATURES OF MODELING OF FUNCTIONING OF CRITICAL INFRASTRUCTURES OF ENERGY WITH ENERGY SECURITY ACCOUNTING

The article substantiates the research capability of the fuel and energy complex, which includes the branch system energy as critical infrastructure from the standpoint of energy security. The developed model for research considering the dynamics of the tool, calculation and analysis of the state of FEC as a critical infrastructure is described.

Keywords: critical infrastructures, energy security, fuel and energy complex, energy systems, critical important objects (or critical facilities), software package.

² Natalya I. Pyatkova – Head of Laboratory of the Melentiev Energy Systems Institute, Ph.D., e-mail: nata@isem.irk.ru;
Natalya M. Beresneva – Researcher of the Melentiev Energy Systems Institute, Ph.D., e-mail: beresneva@isem.irk.ru

УДК 621.311.1 (470+571)

Д.С. Крупнев, Л.М. Лебедева, Г.Ф. Ковалев, Н.А. Беляев, А.Е. Егоров, Р.Е. Громов¹

К ОЦЕНКЕ УРОВНЯ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ МОЩНОСТИ В ЕДИНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РОССИИ

Статья посвящена актуальной проблеме оптимального резервирования генерирующей мощности электроэнергетических систем. Излагается один из возможных подходов выбора размера резервов генерирующей мощности, который обеспечивал бы уровень балансовой надежности (вероятность безотказной работы), отвечающий принятому нормативу для удовлетворения потребителей электроэнергией. В данной работе на примере ОЭС Сибири анализируется ситуация с уровнем резервирования генерирующей мощности. На основании предлагаемого подхода определяются уровни резервирования генерирующей мощности для трех значений норматива вероятности безотказной работы – 0,996; 0,999 и 0,9997.

Ключевые слова: электроэнергетика, надежность, безотказность, дефицит мощности, пропускная способность ЛЭП, резерв генерирующей мощности, «запертая» мощность.

Введение

Проблема оптимального резервирования генерирующей мощности электроэнергетических систем (ЭЭС) традиционно является важной и актуальной [1-3]. Для современных условий функционирования и развития Единой энергетической системы (ЕЭС) России данная проблема остается острой и специфичной по следующим причинам:

- сложившаяся ситуация в электроэнергетике, когда из-за нестабильности в экономике России в ЕЭС образовались большие избытки установленных генерирующих мощностей, в значительной части выработавших свой ресурс, а потому низконадежных, но числящихся на балансе и требующих расходов на их содержание;
- несмотря на наличие избытков мощности в целом по ЕЭС, надежность в неко-

торых региональных энергоузлах характеризуется как недостаточная;

- недостаточное внедрение современной диагностики оборудования для организации ремонтов по техническому состоянию в энергокомпаниях;
- несоответствие принятой модели рынка мощности и энергии существующим реалиям функционирования ЕЭС России, в том числе отсутствие стимулирующих механизмов по замещению устаревшей мощности и др.

Учитывая вышеизложенное, вопрос – какой уровень резервирования генерирующей мощности и ее размещение по системе наиболее эффективны, является многогранным. Ответ на него зависит от таких факторов, как технические характеристики используемого генерирующего оборудования, возможности сетей по передаче мощности и электроэнергии, требования потребителей по обеспече-

¹ Дмитрий Сергеевич Крупнев – старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, к.т.н., доцент, *e-mail:* krupnev@isem.irk.ru;

Людмила Михайловна Лебедева – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, к.т.н., доцент, *e-mail:* lebedeva@isem.irk.ru;

Геннадий Федорович Ковалев – ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, д.т.н., профессор, *e-mail:* kovalev@isem.irk.ru;

Николай Александрович Беляев – главный специалист отдела сопровождения программ развития электроэнергетики, Российское энергетическое агентство (РЭА) Минэнерго России, к.т.н., *e-mail:* BelyaevNA@minenergo.gov.ru;

Андрей Евгеньевич Егоров – начальник отдела сопровождения программ развития электроэнергетики, РЭА Минэнерго России, *e-mail:* EgorovAE@minenergo.gov.ru;

Роман Евгеньевич Громов – вице-президент НП «Российское теплоснабжение», к.э.н., *e-mail:* romgrom@mail.ru

нию необходимого уровня надежности их электроснабжения и др. Вопрос о достаточном резервировании мощности ЭЭС является существенным для экономики каждого региона и страны в целом, так как развитие отраслей, особенно энергоемких производств, во многом зависит от надежности их электроснабжения.

Завышенный уровень надежности ЭЭС приводит к дополнительным, как уже отмечалось, издержкам, перекладываемым на потребителей электроэнергии, а недостаточная надежность приводит к ущербу как у потребителей, так и в энергетических компаниях. Поэтому решение задачи оптимального резервирования мощности ЭЭС должно опираться на обоснованный научный подход, в том числе с использованием специализированных программных продуктов для анализа надежности ЭЭС.

По рассматриваемой проблеме в [4] приводятся следующие факты. С 2010 по 2016 гг. коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) в ЕЭС России сократился с 53 до 47%. Избыток мощности в энергосистемах доходит до 30-40% от максимума нагрузки. Так называемая «вынужденная» генерация за последние годы привела к двукратному росту издержек, которые приходится компенсировать конечным потребителям. Только в 2015 г. на них было переложено дополнительно 19 млрд рублей.

Для решения проблемы организации системы планирования развития ЕЭС с учетом фактора надежности необходимо проводить количественную оценку уровня балансовой надежности (БН) ЕЭС России на регулярной основе и на этой основе принимать рациональные меры по повышению эффективности работы ЭЭС, в том числе планирование размещения новых электроэнергетических объектов с целью замены устаревших. Требуется принятие управленческих мер, исходящих из конструктивного диалога организаций, отвечающих за надежность работы ЭЭС, компетентных экспертов в

данной области и научного сообщества, в среде которых вопросы надежности активно обсуждаются и решаются уже более 70-80 лет.

В данной работе, на примере ОЭС Сибири, проанализирована ситуация с уровнями балансовой надежности и резервирования мощности в ней. Для этих целей можно использовать имеющиеся программно-вычислительные комплексы (ПВК), описанные в [5 и др.].

Оценка балансовой надежности ЭЭС

Рассмотрим основные моменты процедуры оценки БН ЭЭС. Для ЭЭС наиболее приемлемой методикой оценки БН является методика, основанная на статистическом моделировании (метод Монте-Карло) [3, 5]. Как правило, оценка БН проводится для годового периода, при этом моделируется каждый час работы ЭЭС. В данном случае рассматривается только основная структура ЭЭС: генерирующие мощности и системообразующая сеть, как основа формирования балансовой (системной) надежности. Для оценки систем электроснабжения конкретных потребителей, разумеется, требуется учет надежности локальной распределительной сети.

Используем одну из возможных постановок задачи оценки БН ЭЭС. Пусть N – заданное число разыгрываемых расчетных состояний ЭЭС. Каждое состояние ЭЭС характеризуется набором случайных величин: рабочей генерирующей мощности \bar{x}_i^k , величины нагрузки \bar{y}_i^k в i -м узле², пропускной способности ЛЭП \bar{z}_{ij}^k между узлами i и j , $i = 1, n$, $j = 1, n$, $i \neq j$, $k = 1, N$. Значения указанных случайных величин разыгрываются при помощи метода Монте-Карло. Для оценки дефицита мощности сформированных состояний ЭЭС решается следующая задача.

² Узел ЭЭС – ограниченная территория, в пределах которой функционирует часть энергосистемы и пропускная способность линий электропередачи внутри узла позволяет обеспечить любые вероятные перетоки во всех возможных режимах.

Переменные задачи: x_i – используемая мощность генерации в узле i , y_i – покрываемая в узле i нагрузка, z_{ij} – поток мощности из узла i в узел j , $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, n}$.

При оценке дефицита мощности k -го состояния ЭЭС, $k = \overline{1, N}$, требуется найти:

$$\sum_{i=1}^n y_i \rightarrow \max, \quad (1)$$

учитывая балансовые ограничения:

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^n (1 - a_{ji}) z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} = 0, \quad i = \overline{1, n}, i \neq j \quad (2)$$

и линейные ограничения-неравенства на переменные:

$$y_i \leq \overline{y}_i^k, \quad i = \overline{1, n}, \quad (3)$$

$$x_i \leq \overline{x}_i^k, \quad i = \overline{1, n}, \quad (4)$$

$$z_{ij} \leq \overline{z}_{ij}^k, \quad i = \overline{1, n}, \quad j = \overline{1, n}, \quad i \neq j, \quad (5)$$

$$y_i \geq 0, x_i \geq 0, z_{ij} \geq 0, \quad i = \overline{1, n}, \quad j = \overline{1, n}, \quad i \neq j, \quad (6)$$

где $a_{ij} > 0$ – заданные коэффициенты удельных потерь мощности при ее передаче из узла i в узел j , $i \neq j$.

После определения дефицитов в ЭЭС в течение расчетного периода определяются такие основные показатели БН, как:

- вероятность безотказной (бездефицитной) работы ЭЭС;
- математическое ожидание недоотпуска электроэнергии потребителям;

- коэффициенты обеспеченности потребителей электроэнергией;
- значения расчетных резервов различных видов по узлам и системе в целом;
- энергонадежные характеристики связей;
- двойственные (объективно обусловленные) оценки обеспеченности основными ресурсами (генераторной мощностью в узлах и пропускными способностями связей между узлами).

Некоторые пояснения и допущения представленной методики.

1. Под отказом системы понимается событие перехода ЭЭС в любой режим, характеризующийся дефицитом мощности. Принимается, что автоматика и персонал обусловили введение дефицитного режима в допустимую область, рационально использовав все имеющиеся возможности по снижению величины дефицита и ограничив потребителей на минимально возможную величину.

Не рассматриваются нарушения питания потребителей в переходных процессах аварийных режимов, которые могут быть хотя и более глубокими, чем в послеаварийном режиме, но их длительность ограничена переходным процессом. Поэтому некоторое занижение величины недоотпуска электроэнергии потребителям вследствие неучета переходных процессов может считаться пренебрежимо малым по сравнению с недоотпуском в послеаварийных режимах системы, характеризующихся наличием дефицита мощности.

При данном допущении учитываются достаточные для практических расчетов условия работы системы в нерабочем состоянии некоторых ее элементов. При этом существенно облегчается анализ, так как не требуется проводить оценку множества внезапных аварий и подготавливаемых отключений, соответствующие им переходные процессы и условия, обеспечивающие их оптимальный ход, длительность и величину кратковременных аварийных сбросов мощности, зависящие от многих факторов.

2. Плановые ремонты генерирующего оборудования моделируются согласно нормативам их периодичности и продолжительности при условии их обязательного выполнения. При этом полагается, что планирование ремонтов осуществляется преимущественно в периоды сезонного снижения потребления мощности. Вместо нормативов возможно задание графика проведения текущих и капитальных ремонтов оборудования.

3. Отказы оборудования не делятся на внезапные и прогнозируемые. Считается, что используются все виды резервов (включенный и невключенный), и отказ системы определяется общим или локальным превышением нагрузки всей рабочей мощности. Предполагается, что имеющийся в системе резерв мощности распределен на включенный и невключенный согласно соотношению между внезапными и прогнозируемыми отказами. Внезапные отказы в таком случае покрываются включенным резервом первой очереди, а прогнозируемые отказы с различной степенью заблаговременности – включенным резервом следующих очередей и невключенным резервом до их полного исчерпания.

4. Дефицит мощности (соответственно недоотпуск электроэнергии) определяется глобальной или локальной нехваткой генерирующих мощностей. Такие формы существования дефицита, как снижение частоты в системе, напряжений на шинах потребителей, не рассматриваются.

5. Предельные пропускные способности отдельных ЛЭП принимаются постоянными, не зависящими от режима системы, но разными (при необходимости) для каждого из расчетных интервалов (месяцев). Суммарные пропускные способности связей между узлами определяются аддитивно как функции состояний (работоспособных и неработоспособных) самих ЛЭП.

Практика нормирования показателей балансовой надежности ЭЭС

На сегодняшний день утвержденных нормативов показателей БН для ЕЭС России нет.

Имеются рекомендательные значения вероятности безотказной (бездефицитной) работы потребителей, прописанные в «Энергетической стратегии России на период 2030 года». В соответствии с данным документом ЕЭС России на уровне 2030 г. должна обеспечивать вероятность безотказной работы потребителей электроэнергии на уровне 0,9997. Причем имеется два промежуточных этапа – это 2015 и 2020 гг., по достижению которых вероятность безотказной работы должна быть на уровне 0,999 и 0,9991 соответственно.

Общеизвестен нормативный показатель БН на уровне основной структуры ЕЭС России (расчетных энергоузлов и межсистемных связей) – вероятность бездефицитной работы, равная 0,996. Данный показатель обоснован в [6] для условий функционирования и развития энергосистемы СССР.

В практике управления энергосистемами ряда иностранных государств для обеспечения их надежности применяется вероятностный подход и используются нормативы вероятностных показателей надежности [7]:

- во Франции критерием балансовой надежности служат значения показателя надежности Loss of load hours (LOLH) – ожидаемое число дней в году, в течение которых возникает дефицит мощности. Считается, что ЭЭС работает надежно, если LOLH не превосходит 3 часов в год;
- в Нидерландах нормированное значение LOLH составляет 4 часа в год;
- в Скандинавских странах критерием надежности энергосистемы является LOLP (Loss of load probability) – вероятность дефицита мощности на малом интервале времени, как правило, в период максимальной нагрузки, который равен 0,001% в год;
- в США принят норматив LOLE = 0,1 день/год ($\mathcal{P} = 1 - 2,4/8760 = 0,999726$).

Методика определения оптимальных величин резервов генерирующей мощности в ЭЭС

Предлагаемая методика имеет целью решение следующих задач:

- 1) обеспечение достаточного (нормативно-го) уровня БН в энергорайонах, где БН ниже этого уровня;
- 2) оценка дополнительной мощности потребителей, которые представляется возможным подключить к системе, не снижая БН ниже нормативного уровня;
- 3) обоснование рекомендаций по выводу из работы устаревшего оборудования с заменой на более современное и надежное.

Указанные задачи следует решать с учетом фактической надежности функционирующего оборудования в региональных ЭЭС. В результате их решения определяются оптимальные значения резервов генерирующей мощности в каждом из регионов, соответствующих принятому нормативу показателей БН в узлах ЭЭС и имеющейся (или подкорректированной) си-

стемообразующей сети. Данная цель достигается варьированием состава оборудования и уровнями потребления в интерактивном режиме выполнения соответствующих расчетов. Оптимизация проводится с применением инструмента двойственных оценок. Методика включает следующие этапы.

1. На первом этапе проводится оценка БН рассматриваемой ЭЭС с имеющимся составом оборудования и уровнем электропотребления. В результате этого расчета выявляются узлы, имеющие уровень БН выше нормативного, и дефицитные, имеющие уровень БН ниже нормативного.

2. На следующем этапе выполняются расчеты с целью доведения БН дефицитных узлов до нормативной сначала с помощью усиления соответствующих связей этих узлов с остальной системой для того, чтобы использовать имеющиеся в системе избытки мощности. А если это становится не рациональным, то сооружением дополнительной генерирующей мощности в этих узлах, используя инструмент двойственных оценок.

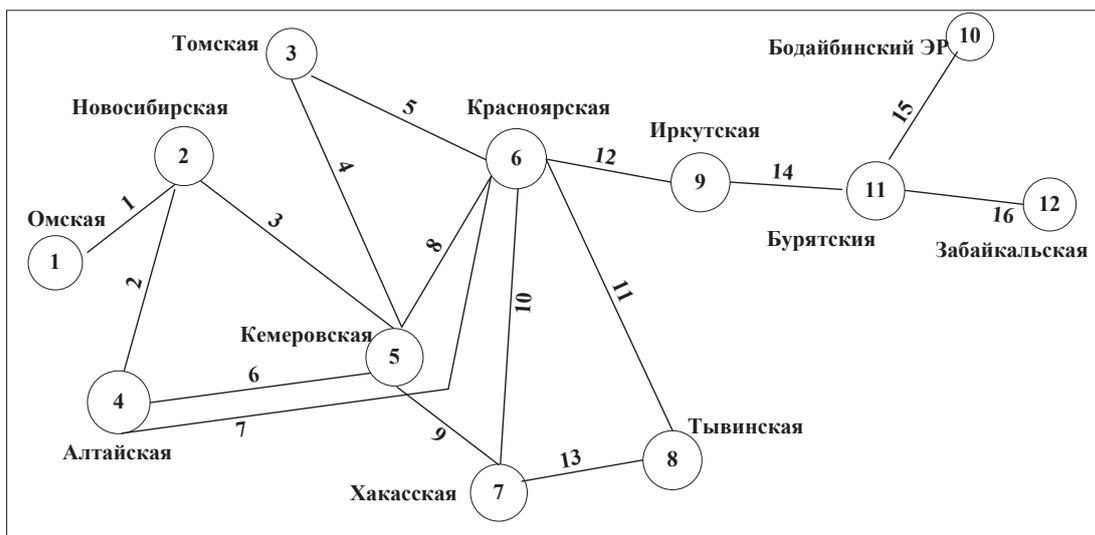


Рис. 1. Расчетная схема ОЭС Сибири

Таблица 1

Краткая характеристика узлов ОЭС Сибири (исходный вариант)

Номер узла	Наименование узла	Годовой максимум нагрузки, МВт	Располагаемая мощность, МВт	Полный собственный резерв	
				МВт	% от
1	Омская ЭЭС	1782	1479	-303	-17
2	Новосибирская ЭЭС	2690	2730	40	1,49
3	Томская ЭЭС	1302	918	-384	-29,49
4	Алтайская ЭЭС	1884	1444	-440	-23,35
5	Кемеровская ЭЭС	4535	5028	493	10,87
6	Красноярская ЭЭС	6235	12006	5771	92,56
7	Хакасская ЭЭС	2155	5430	3275	151,97
8	Тывинская ЭЭС	152	40	-112	-74,01
9	Иркутская ЭЭС	7570	12550	4980	65,79
10	Бодайбинский ЭР	90	20	-70	-77,78
11	Бурятская ЭЭС	945	898	-47	-4,97
12	Забайкальская ЭЭС	1260	1156	-104	-8,25
ОЭС Сибири		30225 ³	43699	13474	44,58

Таблица 2

Значения пропускных способностей связей ОЭС Сибири

Номер связи	Связываемые энергосистемы	Пропускная способность связи, МВт
1	1. Омская – 2. Новосибирская	1305
2	2. Новосибирская – 4. Алтайская	1440
3	2. Новосибирская – 5. Кемеровская	950
4	3. Томская – 5. Кемеровская	1170
5	3. Томская – 6. Красноярская	780
6	4. Алтайская – 5. Кемеровская	950
7	4. Алтайская – 6. Красноярская	850
8	5. Кемеровская – 6. Красноярская	1560
9	5. Кемеровская – 7. Хакасская	1650
10	6. Красноярская – 7. Хакасская	3400
11	6. Красноярская – 8. Тывинская	135
12	6. Красноярская – 9. Иркутская	3630
13	7. Хакасская – 8. Тывинская	135
14	9. Иркутская – 11. Бурятская	885
15	10. Бодайбинский ЭР – 11. Бурятская	66
16	11. Бурятская – 12. Забайкальская	410

³ Совмещенный максимум нагрузки (сумма годовых максимумов по узлам равняется 30600 МВт).

Таблица 3

Динамика изменения вероятности безотказной работы P и математического ожидания недоотпуска электроэнергии $\Delta_{\text{нед}}$ в узлах ОЭС Сибири

Номер узла	Варианты							
	Исходный		$P=0,9997$		$P=0,999$		$P=0,996$	
	P , о.е.	$\Delta_{\text{нед}}$, МВт·ч						
1	0,999985	10	0,999313	1050	0,99795	3058	0,99225	12491
2	0,999999	0	0,999763	31	0,999168	150	0,996449	746
3	0,999999	0	0,999730	143	0,999062	405	0,996119	2062
4	0,999999	0	0,999736	87	0,999020	394	0,996037	1931
5	0,999999	0	0,999751	48	0,999083	227	0,996189	1350
6	0,999999	0	0,999736	86	0,999054	298	0,996096	1899
7	0,999999	0	0,999809	90	0,999446	219	0,998153	709
8	0,999974	14	0,999692	106	0,999021	265	0,996234	1038
9	0,999999	0	0,999702	201	0,998998	938	0,995884	4390
10	0,8	7387	0,8	7822	0,8	8459	0,8	11155
11	0,999992	4	0,999308	475	0,998169	1352	0,993408	4726
12	0,99481	3144	0,993732	4540	0,992142	6567	0,985909	14791

3. Доведя во всех без исключения энергоузлах уровень БН не ниже нормативного, на данном, третьем этапе выполняется работа по доведению оставшихся после второго этапа избыточных узлов до заданного норматива посредством увеличения потребления электроэнергии в системе. В результате будет получен план допустимых подключений потребителей в каждом из узлов ЭЭС, который можно будет соотнести с имеющимися заявками.

4. На этом этапе уделяется особое внимание актуальной задаче снижения доли устаревшего оборудования посредством замены его на новое. В результате решения этой задачи станут возможными обоснованные рекомендации по объемам и срокам вводов нового оборудования (в генерирующей и сетевой частях).

5. Заключительное согласование всех этапов расчетов между собой. Формирование комплексного плана мероприятий по обеспечению заданного норматива надежности, оп-

Таблица 4

Значения резервов мощности ОЭС Сибири для различных уровней БН

Наименование ЭЭС	Варианты							
	Исходный		$P=0,9997$		$P=0,999$		$P=0,996$	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Омская ЭЭС	-303	-17	-303	-17	-303	-17	-303	-17
Новосибирская ЭЭС	40	1,49	40	1,49	40	1,49	40	1,49
Томская ЭЭС	-384	-29,49	-384	-29,49	-384	-29,49	-384	-29,49
Алтайская ЭЭС	-440	-23,35	-440	-23,35	-440	-23,35	-440	-23,35
Кемеровская ЭЭС	493	10,87	373	8,22	149	6,37	-73	-1,61
Красноярская ЭЭС	5771	92,56	1088	17,45	913	17,45	613	9,83

Окончание табл. 4.

Наименование ЭЭС	Варианты							
	Исходный		$P=0,9997$		$P=0,999$		$P=0,996$	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Хакасская ЭЭС	3275	151,97	2870	133,18	2870	133,18	2870	133,18
Тывинская ЭЭС	-112	-74,01	-112	-74,01	-112	-74,01	-112	-74,01
Иркутская ЭЭС	4980	65,79	1714	22,64	1611	22,34	1478	19,52
Бодайбинский ЭР	-70	-77,78	-70	-77,78	-70	-77,78	-70	-77,78
Бурятская ЭЭС	-47	-4,97	-47	-4,97	-47	-4,97	-47	-4,97
Забайкальская ЭЭС	-104	-8,25	-104	-8,25	-104	-8,25	-104	-8,25
ОЭС Сибири ⁴	13473	44,58	4999	16,54	4497	16,19	3842	12,71

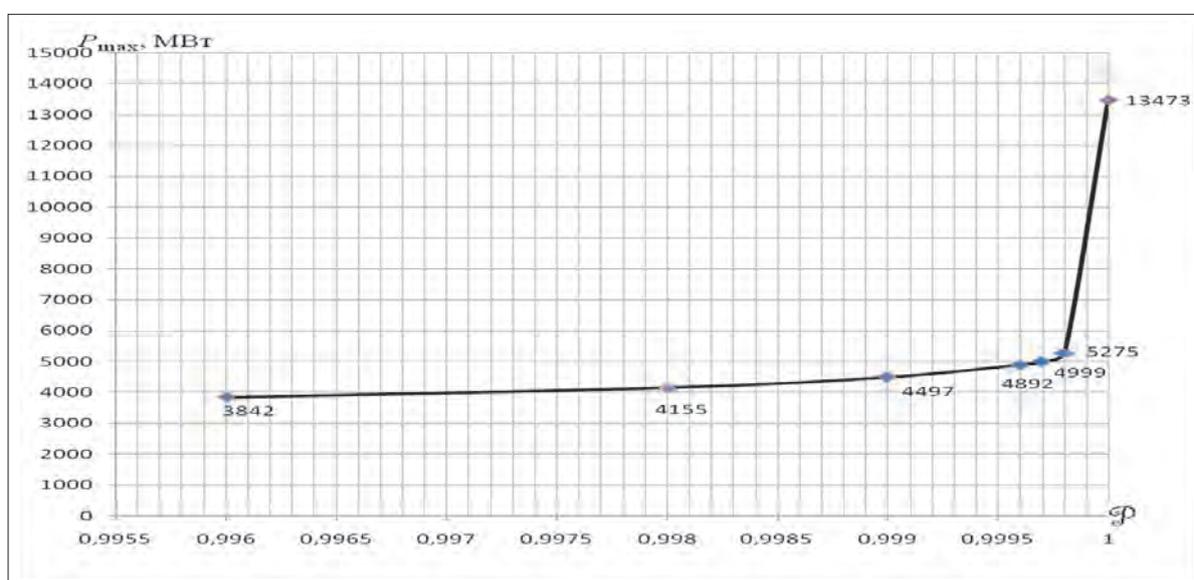


Рис. 2. Зависимость требуемого резерва от показателя надежности

тимальных значений резервов генерирующей мощности во всех энергорайонах энергосистемы.

Пример определения оптимальных величин резервов генерирующей мощности в ОЭС Сибири

Для проверки работоспособности предлагаемой методики в части оценки уровней резервирования был использован программно-вычислительный комплекс «Янтарь» [5], в

котором реализована представленная методика оценки БН. Показательное применение подхода определения оптимальных величин резервов генерирующей мощности в ЭЭС было проведено на ОЭС Сибири. Расчеты проводились по 12-ти узловой схеме ОЭС Сибири, представленной на рис. 1.

Представление ОЭС Сибири по энергоузлам было выполнено на основе региональных ЭЭС. Только из Иркутской ЭЭС выделен отдельным узлом Бодайбинский энергорайон (ЭР). Так как данный расчет имеет демон-

⁴ Процент от максимума нагрузки.

⁵ Значения резервов мощности по системе в целом отнесено к совмещенному максимуму нагрузки (30225 МВт), а по узлам – к их собственным.

страционный характер и предназначен для тестирования предлагаемого подхода, то для упрощения процедуры сбора исходных данных внешние связи ОЭС Сибири приняты разомкнутыми, а все остальные исходные данные для расчета были приняты на уровне 2015 года. В табл. 1 приведена краткая характеристика исходных данных по узлам ОЭС Сибири [8-10]. Как видно из табл. 1, полный собственный резерв в ОЭС Сибири находится на уровне 44%, что превышает рекомендованный норматив (12%) [11] на 32%.

Данные по пропускным способностям связей ОЭС Сибири приведены в табл. 2.

При оценке надежности каждая связь была представлена набором входящих в нее ЛЭП с характерными авариями и коэффициентами потерь мощности. Пропускные способности отдельных ЛЭП были взяты из [12] с учетом заданных допустимых ограничений по пропускным способностям в сечениях.

В рамках проведения исследований по представленному выше подходу оптимизации резервов мощности в ЭЭС были выполнены расчеты надежности ОЭС Сибири с достижением вероятности безотказной работы P значений 0,9997; 0,999; 0,996. В табл. 3 приведены полученные результаты.

Из табл. 3 следует, что вероятность безотказной (бездефицитной) работы в узлах ОЭС Сибири в исходном варианте находится на высоком уровне практически во всех узлах, кроме Забайкальской ЭЭС и Бодайбинского ЭР. Надежность электроснабжения в проблемных узлах может быть увеличена либо усилением связей с другими узлами, либо строительством генерирующих мощностей непосредственно в данных узлах, что и было сделано в расчетах. Используя предлагаемый подход для поиска оптимальных резервов генерирующей мощности для разных нормативных значений вероятности безотказной работы, удалось существенно снизить резервы генерирующей мощности. В итоге в ОЭС Сибири для надежной работы (обеспечения вероятности безде-

фицитной работы на уровне 0,996) достаточно поддержания около 4000 МВт (в расчетах – 3842 МВт) резервной мощности. При этом излишки мощности около 9000 МВт (в расчетах – 9257 МВт) можно реализовывать, подключая дополнительно потребителей в самой ОЭС, или/и усиливая связи (в том числе строительство новых ЛЭП), увеличить перетоки мощности в другие ОЭС. В табл. 4 приведены значения резервов мощности в узлах ОЭС Сибири и для системы в целом, которые были получены в каждом из вариантов.

На рис. 2 графически представлена зависимость требуемого резерва для обеспечения необходимого уровня надежности исследуемой ЭЭС. Из рисунка следует, что резкий рост необходимого резерва начинается с вероятности бездефицитной работы 0,9997.

Проблемы сбора и обработки исходных данных

Для проведения оценки балансовой надежности ЭЭС необходим обширный объем информации, характеризующей исследуемую ЭЭС. От полноты и достоверности исходной информации зависит достоверность получаемых показателей балансовой надежности ЭЭС. Ниже приведен анализ основных принципов сбора исходных данных и проблем, которые возникли при сборе информации по ОЭС Сибири для данной работы.

А. Расчетная схема ЭЭС (эквивалентные энергоузлы и связи между ними). Расчетная схема должна быть составлена таким образом, чтобы каждый энергоузел, представленный в ней, был концентрированным, то есть внутри узла не должно быть ограничений на перетоки мощности в любых вероятных режимах.

В данном исследовании разбиение расчетной схемы проводилось по зонам ответственности региональных диспетчерских управлений (РДУ). Исключение составляет Бодайбинский энергоузел.

Б. Характеристика генерирующего оборудования в расчетных узлах ЭЭС. Для проведения расчетов на ПВК «Янтарь» необходимо иметь следующую информацию: состав генерирующих агрегатов в узлах ЭЭС, единичную располагаемую мощность, норматив на проведение плановых (капитальных, средних и текущих) ремонтов, аварийность каждого агрегата.

При проведении исследований были выявлены следующие проблемы: информация по суммарной располагаемой мощности узла в различных источниках разная. Отсутствуют данные по аварийности генерирующих агрегатов. Так, в отчетных данных приведен показатель «Суммарное время нахождения в ремонте (плановый, неплановый) за отчетный год, часы». Из данного показателя трудно выяснить, какое время агрегат был в плановом ремонте, поэтому необходимо обязать генерирующие компании корректно разделять плановые и неплановые ремонты в отчетных данных. В данном исследовании вопрос об аварийности генерирующих агрегатов был решен следующим образом:

1. Из показателя «Суммарное время нахождения в ремонте (плановый, неплановый) за отчетный год, часы» за 4 года с 2012 по 2015 гг. найдено математическое ожидание (м.о.) данного показателя для каждого агрегата.

2. Используя данные СО 34.04.181-2003 по нормативам плановых ремонтов генерирующих агрегатов, была найдена средняя продолжительность простоя каждого агрегата в плановых ремонтах в год.

3. Разность между м.о. «Суммарное время нахождения в ремонте (плановый, неплановый) за отчетный год, часы» и средней продолжительностью простоя каждого агрегата в плановых ремонтах в год принята в качестве суммарного времени аварийного простоя генерирующих агрегатов за год.

При обработке данных по аварийности генерирующего оборудования в ОЭС Сибири были выявлены агрегаты, которые в аварий-

ных ремонтах (простоях) находятся более 2500 часов в год, что свидетельствует либо о критическом состоянии данных агрегатов, либо о недостоверных данных, выдаваемых генерирующими компаниями.

В. Информация о графиках нагрузки в узлах ЭЭС. Для проведения исследования необходимо иметь характерные суточные и годовые графики месячных максимумов нагрузок в каждом из узлов, среднеквадратические отклонения нагрузок от прогнозируемых графиков.

При составлении расчетной схемы ЭЭС на основе кластеризации границы некоторых узлов не будут соответствовать границам, в которых находятся региональные энергосистемы, поэтому для оценки балансовой надежности для подобных схем необходима дополнительная информация о графиках нагрузки таких узлов.

Заключение

В современных условиях функционирования ЕЭС России возникли проблемы, которые снижают эффективность ее работы. Одной из проблем являются необоснованные избытки генерирующей мощности, которые приводят к экономически неэффективной работе ЕЭС, в том числе к повышению стоимости электроэнергии для потребителей и другим негативным последствиям. Для обоснования оптимального уровня резервирования генерирующей мощности предлагается подход, основанный на использовании двойственных оценок, полученных после решения задачи минимизации дефицита мощности по узлам.

В рамках проведенных исследований предлагаемый подход к оптимизации в интерактивном режиме резервов генерирующей мощности ЭЭС был опробован на ОЭС Сибири. Для анализа динамики изменения уровня резервирования было принято несколько нормативных значений вероятности безотказной (бездефицитной) работы ОЭС: 0,9997; 0,999; 0,996. В итоге обнаружено, что рост

необходимого резерва генерирующей мощности носит умеренный характер до значений 0,9996-0,9997, после чего темпы его роста существенно возрастают. А что касается обеспечения вероятности безотказной работы на уровне 0,996, то для этого возможен дополнительный ввод мощности потребления по сравнению с исходным вариантом до 9600 МВт.

Следует также особо обратить внимание на то, что точность расчетов в значительной

степени определяется качеством исходной информации, полнота и достоверность которой на современном этапе остаются проблематичными. Требуется большая работа для создания на федеральном уровне инфраструктуры сбора и обработки первичной информации о параметрах функционирования ЭЭС и оборудования. Это также будет способствовать повышению обоснованности принимаемых решений по обеспечению балансовой надежности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Резервы мощности в электроэнергетических системах стран – членов СЭВ. Методы исследования / Руденко Ю.Н., Розанов М.Н., Ковалев Г.Ф. и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. отдел., 1988. – 150 с.

2. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / отв. редакторы Н.И. Воропай, Г.Ф. Ковалев – М.: Энергия, 2013. 304 с.

3. Крупнев Д.С., Пержабинский С.М. Алгоритм оптимизации надежности электроэнергетических систем с использованием математического ожидания двойственных оценок // Управление большими системами. Вып. 54. М.: ИПУ РАН, 2015. С. 166-178.

4. Восканян Е. Сколько стоит надежность? // Энергетика и промышленность России, № 08 (292), апрель, 2016.

5. Надежность электроэнергетических систем / Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. – Новосибирск: Наука, 2015. – 224 с.

6. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Наука. – 1986, 252 с.

7. Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г. Развитие нормативного и методического обеспечения надежности сложных энергосистем и энергообъединений в условиях либерализованной энергетики / ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2010. № 6. С. 2-11.

8. Схема и программа развития ЭЭС России на 2016-2022 гг. / Приказ Минэнерго РФ от 1 марта 2016 г. № 147.

9. Отчет о функционировании ЭЭС России в 2015 г. / СО ЭЭС, 40 с.

10. Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на 2017-2021 гг. / утв. указом губернатора Иркутской обл. от 17 октября 2016 г. № 257-уг.

11. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем / СО 153 – 34.20.118-2003, утв. приказом Минэнерго РФ от 30.06.03 № 281э.

12. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

Поступила в редакцию
25.01.2018 г.

D.S. Krupenev, L.M. Lebedeva, G.F. Kovalev, N.A. Belyaev, A.E. Egorov, R.E. Gromov⁶
TO EVALUATING THE LEVEL OF RESERVING THE GENERATING CAPACITY IN THE UNIFIED RUSSIAN ENERGY SYSTEM

The article is devoted to the actual problem of optimal reservation of generating capacity of electric power systems. One of the approaches to choosing the size of the reserves of generating capacity is presented, which would provide a level of adequacy (probability of failure-free operation) that meets the adopted standard for satisfying consumers with electricity. In this paper, the situation with the level of reservation of generating capacity is analyzed using the example of the IPS of Siberia. Based on the proposed approach, the reservation levels of generating capacity for three values of the probability of failure-free operation are determined: 0.996; 0.999 and 0.9997.

Keywords: electric power industry, reliability, adequacy, capacity shortage, transmission line capacity, generation capacity reserve, «locked» capacity.

⁶ Dmitry S. Krupenev – Senior Researcher at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, Associate Professor, *e-mail:* krupenev@isem.irk.ru;

Lyudmila M. Lebedeva – Senior Researcher at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, Associate Professor, *e-mail:* lebedeva@isem.irk.ru;

Gennady F. Kovalev – Leading Researcher at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Engineering, Full Professor, *e-mail:* kovalev@isem.irk.ru;

Nikolay A. Belyaev – Chief Specialist at the Department for Electric Power Development Program Support, Russian Energy Agency (REA) by the Ministry of Energy of the Russian Federation, PhD in Engineering, *e-mail:* BelyaevNA@minenergo.gov.ru;

Andrey E. Egorov – Head of the Department for Electric Power Development Program Support, REA by the Ministry of Energy of the Russian Federation, *e-mail:* EgorovAE@minenergo.gov.ru;

Roman E. Gromov – Vice President of Nonprofit Partnership «Russian Heat Supply», PhD in Economics, *e-mail:* romgrom@mail.ru

УДК 622.691.019.3 (470+571)

С.В. Воробьев, А.В. Еделев¹

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРИТИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В СЕТЯХ ТЕХНИЧЕСКИХ ИНФРАСТРУКТУР ДЛЯ ПОИСКА КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СЕТИ РОССИИ

В статье показано применение метода определения критических элементов в сетях технических инфраструктур при анализе значимости критически важных объектов газовой отрасли. Его целью является поиск критических элементов в сетевых инфраструктурах и их ранжирование по важности. Сделаны выводы о целесообразности применения данного метода в исследованиях значимости критически важных объектов газовой отрасли.

Ключевые слова: критически важные объекты, газотранспортная сеть, потоковое моделирование.

Введение

Одним из основных аспектов обеспечения энергетической безопасности (ЭБ) является создание условий для максимально возможной степени удовлетворения потребителей энергоресурсами в условиях чрезвычайных ситуаций (ЧС). Исследование данного аспекта ЭБ требует определения критически важных объектов (КВО) для топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в целом и для отдельных систем энергетики (СЭ), то есть определения тех объектов, частичный или полный выход из строя которых может нанести стране существенный ущерб со стороны ТЭК.

Необходимость определения и анализа КВО в ТЭК также продиктована тем, что функционирование ТЭК и составляющих его СЭ является важнейшим фактором обеспечения нормальной жизнедеятельности экономики как всей страны, так и отдельных ее регионов.

В данной статье речь пойдет о КВО газовой отрасли. Дело в том, что сегодня более 90% российского природного газа добывается в одном газодобывающем районе (Надым-Пур-Тазовский район Тюменской области). Этот район находится в 2-2,5 тыс. км от мест основного потребления газа и в 4-5 тыс. км от

стран – импортеров этого газа. Таким образом, практически весь российский газ транспортируется на дальние расстояния по системам магистральных газопроводов (МГ), имеющим большое количество взаимных пересечений и перемычек, к тому же нитки мощных магистральных газопроводов часто проложены на малом расстоянии друг от друга. В настоящее время в газотранспортной системе России (ГТС) можно отметить более 20-ти потенциально опасных для функционирования системы пересечений магистральных газопроводов.

Ранее был проведен ряд исследований посвященных выявлению КВО в газовой отрасли [1]. Определен перечень пересечений МГ в Единой системе газоснабжения (ЕСГ) России, нарушение работы которых приведет к относительному дефициту поставок газа по системе в целом в размере 5% и более.

Также проведенные исследования показали, что наряду с пересечениями МГ к существенному дефициту поставок газа по системе (5% и более) может привести нарушение функционирования как отдельного участка МГ, находящегося между узловыми компрессорными станциями (КС), так и нарушение функционирования нескольких таких участков. Определение таких участков МГ и их сочетаний за-

¹ Сергей Валерьевич Воробьев – научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, к.т.н., e-mail: seregavorobev@isem.irk.ru;

Алексей Владимирович Еделев – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, к.т.н., e-mail: flower@isem.irk.ru

труднено в связи с большим количеством МГ в современной конфигурации ЕСГ. Поэтому на данном этапе исследований КВО газовой отрасли авторами предложено использование метода определения критических элементов в сетях технических инфраструктур [2]. Его применение обосновано необходимостью оценки значимости КВО газовой отрасли.

Определение и ранжирование критических элементов

Определение критических элементов, как правило, является простой задачей при рассмотрении только единичных отказов. При рассмотрении нескольких одновременных отказов эта задача может стать гораздо более сложной.

Особенно трудно определить критические группы элементов с так называемым синергетическим эффектом. В данном контексте синергетический эффект означает, что негативные последствия от отказа группы целиком выше, чем суммарное воздействие отдельных отказов элементов, входящих в группу. Другими словами, отказ группы из двух элементов с серьезными негативными последствиями может дать синергетический эффект, если отказ каждого из элементов сам по себе не является причиной каких-либо существенных последствий.

Метод определения критических элементов в сетях технических инфраструктур [2] облегчает определение и ранжирование подобных групп элементов (а также групп элементов, отказ которых не дает синергетического эффекта). Найденные критические элементы, или наборы элементов, могут затем быть более подробно изучены с помощью вероятностных методов анализа рисков [3].

Суть вышеуказанного метода заключается в исследовании множеств отказов, каждое из которых представляет набор неисправных элементов, имеет только одно отрицательное последствие воздействия на систему, харак-

теризуется размером, задающим количество элементов, отказ которых наступает одновременно.

Количество элементов, отказ которых наступает одновременно – множество отказов n , его размер выбирается исследователем в зависимости от общего числа элементов системы t . Однако, исходя из практических соображений, n не должен превышать 3 или 4, так как число возможных множеств отказов, равное $t!/((t-n)!*n!)$, быстро растет по мере увеличения n , что неизбежно ведет к увеличению времени расчетов. Кроме того, если говорить о реальной системе энергетике, такой как ЕСГ, то вероятность одновременного отказа большого числа независимых элементов этой системы очень мала.

Ранжирование множеств отказов осуществляется в соответствии с величиной их синергетических эффектов. Если множество отказов F состоит из n элементов c_1, \dots, c_n , $n > 1$, то $F = \{c_1, \dots, c_n\}$. Элементы множества отказов можно разбить на подмножества S . Это разбиение может быть выполнено несколькими способами. Пусть V_i обозначает множество, содержащее подмножества S для конкретного способа разбиения F , а p обозначает число способов разбиения. Конкретное подмножество, принадлежащее V_i , обозначим S_{ij} . Если обозначить число таких подмножеств m , то V_i будет состоять из ряда S_{i1}, \dots, S_{im} . Так как подмножества построены на основе разбивки S , то все элементы, содержащиеся в подмножествах, также принадлежат множеству отказов, и каждый элемент может содержаться только в одном подмножестве для каждого способа разбиения.

Множество отказов имеет синергетический эффект, только если негативное последствие отказов $C(F)$ больше чем сумма последствий для подмножеств множества F для всех возможных разбиений V_1, \dots, V_p .

$$C(F) > \sum_{j=1}^m C(S_j^i) \forall V_i : \quad (1)$$

где $F = \{c_1, \dots, c_n\}, n > 1$,

$$S_j^i \subset F, S_1^i \cap \dots \cap S_m^i = \emptyset, S_1^i \cup \dots \cup S_m^i = F, \\ j = 1, \dots, m$$

$$V_i = \{S_1^i, \dots, S_m^i\}, i = 1, \dots, p$$

Синергетический эффект множества отказов $C_{syn}(F)$ определяется как разница между последствиями вследствие множества отказов и наибольшей суммой последствий от подмножеств для всех возможных разбиений V .

$$C_{syn}(F) = C(F) - \max_{V_i} \left(\sum_{j=1}^m C(S_j^i) \right) \quad (2)$$

Синергетический эффект не может быть рассчитан на основе последствий отдельных рассматриваемых подмножеств отказов, так как он проявляется только при одновременном отказе всех элементов множества, то есть он является дополнительным последствием по отношению к воздействию подмножеств отказов. Например, синергетический эффект множества отказов размера 3 наборов не может быть рассчитан путем суммирования последствий его подмножеств размера 2 и 1. Таким образом, такие критические множества отказов не могут быть определены только путем рассмотрения комбинаций элементов, которые критичны сами по себе.

При рассмотрении вопроса о двух одновременных отказах критичность определенного элемента рассматривается как уязвимость системы к отказам данного элемента и одного из других элементов. Имеется большое количество множеств отказов размером 2, которые включают в себя данный элемент, и каждое множество отказов связано с определенным последствием. Таким образом, уязвимость системы может быть описана с помощью набора множеств отказов, включая описание последствий отказа каждого множества отказов. Показатели уязвимости, помогающие провести сравнение критичности различных эле-

ментов, могут быть получены с помощью анализа набора множеств отказов. Одним из таких способов является усреднение последствий всех множеств отказов, которые содержат определенный элемент. Полученное значение может быть интерпретировано как средняя величина последствий из-за отказов конкретного элемента и другого элемента, выбранного случайным образом (для множеств отказов размером 2).

Таким образом, показатель, по которому можно определить элементы, вносящие основной вклад в синергетический эффект некоторого множества отказов, в [2] вычисляется следующим образом:

$$Con_{size=n}(c_i) = \frac{\sum C_{syn}(F | c_i \in F, n)}{\sum C_{syn}(F | n)} \quad (3)$$

$C_{syn}(F | c_i \in F, n)$ – сумма синергетических эффектов всех множеств отказов размера n , которые содержат элемент c_i . $\sum C_{syn}(F | n)$ представляет собой сумму синергетических эффектов всех множеств отказов размера n . Показатель (3) определяет вклад синергетических последствий от конкретного элемента в совокупный синергетический эффект множества отказов определенного размера. Таким образом, показатель (3) будет высоким для такого элемента c_i , который содержится в большем числе множеств отказов со значительным синергетическим эффектом.

Определение критических элементов в системе энергетики

Существенную помощь в исследованиях КВО в газовой отрасли могут оказать геоинформационные системы (ГИС) как средство визуализации информации, описывающей сложные пространственно-распределенные системы, такие как СЭ. Основные принципы отображения схем СЭ и поиска «узких»

мест были выработаны в процессе создания и использования проблемно-ориентированной ГИС «Нефть и газ России» для исследований проблем живучести отдельных систем энергетики, в частности – систем газоснабжения, нефте- и нефтепродуктоснабжения [4-6]. Схема системы энергетики в ГИС представлена в виде карты, состоящей из двух слоев с векторными данными. Первый слой, представленный точечными объектами, характеризует состояние производителей, а также показывает, полностью ли удовлетворены нужды потребителей энергоресурса. Второй слой, представленный линиями, дает представление о степени загруженности транспортной подсистемы. С точечными объектами первого слоя связывается атрибутивная информация о производстве и потреблении энергоресурса, а с линиями второго слоя – информация об участках магистральных трубопроводов (пропускная способность, количество труб, их диаметр и т.д.).

Для оценки значимости КВО в ЕСГ с помощью метода определения критических элементов в сетях технических инфраструктур необходимо провести адаптацию последнего под модель функционирования СЭ, заключающуюся в описания реакции СЭ на отказ отдельного элемента или их группы. Ниже показана адаптация метода для оценки значимости КВО в ЕСГ.

Модель потокораспределения в ЕСГ, заложена в ПВК «Нефть и газ России», предназначена для оценки производственных возможностей ЕСГ в условиях различного рода возмущений. Цель таких исследований – минимизация дефицитов газа по узлам потребления. ЕСГ в модели представлена как совокупность трех подсистем: источники газа, сеть магистрального транспорта и потребители.

При решении задачи оценки состояния системы после возмущения критерием оптимальности распределения потоков служит минимум дефицита газа у потребителя при минимальных затратах на доставку газа по-

требителям. Эта задача может быть решена путем нахождения максимального потока по сети. Задача о максимальном потоке исследована в [7] и формулируется следующим образом:

$$f \rightarrow \max, \quad (4)$$

при условиях, что:

$$\sum_{i \in N_i^+} x_{ij} - \sum_{i \in N_j^-} x_{ji} = \begin{cases} -f, j=O \\ 0, j \neq O, S \\ f, j=S \end{cases}, \quad (5)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq d_{ij}, \text{ для всех } (i, j). \quad (6)$$

В данной постановке f – максимизируемая переменная, соответствующая максимальному потоку.

При работе со сложными схемами, кои и являются российская и европейская газотранспортные сети, может быть несколько вариантов решения, то есть несколько возможных максимальных потоков. Тогда целесообразно говорить о минимизации затрат на доставку газа потребителям, что делается в данной работе с использованием алгоритма Басакера-Гоуэна [7]:

$$\sum_{(i,j)} C_{ij} x_{ij} \rightarrow \min, \quad (7)$$

$$x \in X^*. \quad (8)$$

Его применение позволяет определить максимальный поток ресурса при его минимальной стоимости или оптимальные объемы суточного отбора газа из ПХГ, максимально обеспечивающие заданные объемы газоснабжения потребителей при минимальных затратах на добычу, транспортировку газа и его отбор из ПХГ.

В (5)-(8) O – номер узла общего источника; S – номер узла общего стока; N_i^+ – подмножество входящих в узел i дуг; N_j^- – подмножество выходящих дуг из узла j ; f – величина суммарного потока по сети; x_{ij} – поток по дуге (i, j) ;

Результаты определения критичности отдельных дуг в ГТС

Участок МГ	Суммарный дефицит газа по системе		Значение показателя критичности объекта	
	млн м ³ / сут	%	n=2	n=3
A	412,70	21	0,0739	0,0756
B	412,70	21	0,0752	0,0784
C	412,70	21	0,0763	0,0807
D	295,01	15	0,0573	0,0614
E	295,01	15	0,0573	0,0614
F	175,54	9	0,0352	0,0424
G	174,75	9	0,0351	0,0423
H	160,68	8	0,0327	0,0401
I	156,40	8	0,0354	0,0418
J	156,40	8	0,0369	0,0444
K	152,54	8	0,0313	0,0386
L	112,24	6	0,0218	0,0263
M	92,70	5	0,0237	0,0318
N	82,70	4	0,0255	0,0348
O	79,20	4	0,0303	0,0411
P	78,72	4	0,0302	0,0410
Q	74,71	4	0,0161	0,0211
R	74,71	4	0,0161	0,0211
S	51,60	3	0,0226	0,0325
T	51,60	3	0,0227	0,0324

d_{ij} – ограничения на поток по дуге (i, j) ;
 X^* – множество решений задачи (4)-(6);
 C_{ij} – удельные затраты на транспорт газа.

Узел O соединяется фиктивными дугами со всеми реальными источниками энергоресурса, а узел S – со всеми потребителями.

Аналогично [1] для оценки воздействия множества отказов F используется суммарная недопоставка энергоресурса потребителям:

$$C(F) = \sum_{i \in N_S^+} d_{iS} - f \tag{9}$$

где N_S^+ – подмножество дуг, входящих в общий сток S ;

d_{iS} – потребности в газе внутри страны и поставки на экспорт.

Синергетический эффект множества отказов F вычисляется согласно (2).

Оценка значимости КВО газовой отрасли

Расчетная схема ЕСГ, используемая для расчетов в данной работе на потоковой модели, учитывает все основные особенности функционирования ЕСГ России и содержит:

- 382 узла, в том числе:
 - 28 источников газа;
 - 64 потребителя газа (субъекты РФ);
 - 24 подземных хранилищ газа;
 - 266 крупных компрессорных станций;
- 486 дуг, представляющих магистральные газопроводы и отводы на распределительные газовые сети.

На данной расчетной схеме ЕСГ были проведены несколько расчетов для определения критичности отдельных дуг в ГТС:

1 – нарушалось функционирование каждой дуги расчетной схемы поочередно, и опреде-

лялся суммарный суточный дефицит газа по системе (млн м³ в сутки) в результате такого нарушения;

2 – функционирование системы с множественностью отказов $n = 2$;

3 – функционирование системы с множественностью отказов $n = 3$.

Исходные данные для расчетов, такие как суточные объемы добычи газа, его потребления, экспорта и импорта, пропускные способности действующих газопроводов приняты в соответствии с официальной статистической информацией [8-10] за 2016 год. Результаты расчетов сведены в таблицу.

Таблица наглядно показывает, что первые 5 участков МГ А-Е являются критичными как с точки зрения максимального дефицита газа у потребителей, так и по своему вкладу в синергетический эффект, который возможен при одновременном нарушении функционирования нескольких участков МГ. Нарушение функционирования данных участков приведет к появлению существенного дефицита газа у потребителей – суммарно от 15 до 21% по всей ГТС. Все эти факторы позволяют отнести участки МГ АЕ к КВО газовой отрасли.

Нарушение функционирования каждого из следующих трех участков МГ F-H приведет к возникновению существенного дефицита газа у потребителей – до 9% суммарно по всей системе, но вклад в синергетический эффект от них будет ниже чем нарушение функционирования какого-либо участка из I-J. Выход из строя каждого из этих пяти участков приведет к значительному дефициту газа у потребителей – 8-9% суммарно по всей системе. Поэтому участки МГ F-J также можно отнести к КВО газовой отрасли.

Аналогичная ситуация прослеживается с участками МГ O-P и S-T, синергетический эффект при нарушении функционирования какого-либо из этих участков будет выше чем при нарушении функционирования участков K-N и Q-R соответственно. Здесь необходимо отметить, что участки МГ N-T сами по себе не

являются КВО, так как суммарный дефицит газа по системе в случае нарушения их функционирования < 5%.

Нарушение функционирования нескольких несвязанных между собой участков МГ, также как и нарушение функционирования пересечения МГ, с большой вероятностью окажет больший вред системе, чем нарушение функционирования одного участка МГ. Принимая во внимание этот факт, можно говорить о большей важности участков МГ как КВО с большим значением показателя критичности.

Заключение

В статье показано применение метода определения критических элементов в сетях технических инфраструктур при анализе значимости КВО газовой отрасли. Этот метод предполагает систематическую оценку последствий отказов элементов инфраструктуры с целью определения их критичности и отличается достаточно высокой вычислительной ресурсоемкостью. Он изначально был использован для анализа электроэнергетической системы, однако после соответствующей адаптации, заключающейся в описании реакции системы на отказ элемента, подходит для исследований уязвимости систем газоснабжения. Приведен подробный анализ результатов оценки важности участков МГ по двум показателям – суммарному дефициту газа и критичности элемента. Этот показатель может быть использован для установления порядка приоритетности мер по увеличению живучести ЕСГ.

Также в статье отмечена пригодность представленного метода в исследованиях КВО газовой отрасли в части определения участков МГ с наибольшим вкладом в возможный синергетический эффект при нарушении функционирования нескольких участков. В дальнейшем возможно применение метода определения критических элементов в сетях технических инфраструктур для анализа возможного синергетического эффекта КВО газовой отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Еделев А.В. Особенности формирования перечня критически важных объектов газотранспортной сети России с учетом требований энергетической безопасности и возможные меры минимизации негативных последствий от чрезвычайных ситуаций на таких объектах // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 1. С. 70-78.
2. Jonsson H., Johansson J., Johansson H. Identifying critical components in technical infrastructure networks. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part O: Journal of Risk and Reliability. 2008. Vol. 222. No. 2. P. 235-243.
3. Johansson J., Hassel H., Zio E. Reliability and vulnerability analyses of critical infrastructures: comparing two approaches in the context of power systems. Reliability Engineering & System Safety. 2013. No. 120. P.27-38.
4. Еделев А.В., Еникеева С.М., Сендеров С.М. Информационное обеспечение при исследовании вопросов функционирования больших трубопроводных систем // Вычислительные технологии. 1999. Т. 4, № 5. С. 30-35.
5. Voropai N.I., Senderov S.M., Edelev A.V. Detection of «bottlenecks» and ways to overcome emergency situations in gas transportation networks on the example of the European gas pipeline network. Energy 42 (2012), pp. 3-9.
6. Воробьев С.В., Еделев А.В. Методика определения узких мест в работе больших трубопроводных систем // Программные продукты и системы. 2014. № 3. С. 174-177.
7. Форд Л.Р., Фалкерсон Д.Р. Поток в сетях. Пер. с англ. М.: Мир, 1966. 276 с.
8. Экспорт Российской Федерации важнейших товаров в 2011-2016 гг. (по данным ФТС России). URL: http://customs.ru/index.php?option=com_newsfts&view=category&id=52&Itemid=1978&limitstart=60.
9. ИнфоТЭК. Ежемесячный нефтегазовый журнал. № 1, 2017. С. 154.
10. Министерство энергетики РФ. Статистика. URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/statistic>.

Поступила в редакцию
22.01.2018 г.

S.V. Vorobyov, A.V. Edelev²

USING THE METHOD FOR CRITICAL ELEMENT IDENTIFICATION IN TECHNICAL INFRASTRUCTURE NETWORKS TO SEARCH FOR CRITICAL FACILITIES IN RUSSIAN GAS TRANSMISSION NETWORK

The article demonstrates the application of method to identify critical elements in technical infrastructure networks when studying the significance of critical gas facilities. It is aimed at searching for critical elements in network infrastructures and their importance ranking. Conclusions are made on the applicability of this method to study the importance of critical facilities in the gas industry.

Keywords: critical facilities, gas transmission network, flow simulation.

² Sergey V. Vorobyov – Researcher at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, e-mail: seregavorobev@isem.irk.ru;
Alexey V. Edelev – Senior Researcher at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, e-mail: flower@isem.irk.ru

УДК 620. 332 (571.53)

Б.Г. Санеев, А.Д. Соколов, С.Ю. Музычук, Р.И. Музычук¹

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ХОЗЯЙСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ²

Предложен методический подход к энергоэкономическому анализу хозяйственного комплекса региона, основанный на принципах системного анализа, методах экономико-математического моделирования, балансовых и индикативных методах. Дан анализ современного состояния ТЭК Иркутской области, показана его роль в Российской Федерации (РФ) и Сибирском федеральном округе (СФО). С использованием методического подхода выявлены основные проблемы, ограничивающие энергоэффективное развитие ТЭК области.

Ключевые слова: топливно-энергетический комплекс, Иркутская область, энергоэффективность, топливно-энергетический баланс, энергоэкономический анализ.

Введение

ТЭК Иркутской области относится к важнейшим межотраслевым комплексам региона. В его состав входят предприятия электро-, теплоэнергетики, нефтяной, газовой, угольной промышленности, от бесперебойного функционирования которых зависит надежность энерго-, топливоснабжения потребителей и обеспечивается энергетическая безопасность экономики и населения. ТЭК формирует более 50% объема промышленной продукции области.

Иркутская область в силу ряда объективных причин относится к высокоэнергоемким регионам страны с повышенными расходами ТЭР. Это приводит к росту материальных, финансовых, трудовых затрат, увеличиваются потери энергоресурсов. Одним из основных средств решения проблем со снижением энергоемкости и экологической безопасности в Иркутской области является повышение энергоэффективности экономики и ТЭК, которое является приоритетом государственной и

региональной энергетической политики и позволит обеспечить необходимый рост энергопотребления при тех же объемах производства ТЭР или при их незначительном росте.

Топливо-энергетический баланс наиболее полно и системно показывает состояние ТЭК области, на его основе выполняется энергоэкономический анализ, выявляющий основные направления роста энергоэффективности региона.

Методический подход к энергоэкономическому анализу хозяйственного комплекса региона

Для повышения энергоэффективности одним из механизмов государственной энергетической политики являются отчетные и прогнозные топливно-энергетические балансы (ТЭБ), которые дают наиболее полную информацию о состоянии ТЭК региона.

Разработанный методический подход к энергоэкономическому анализу и оценке энергоэкономической эффективности региона на

¹ Борис Григорьевич Санеев – заместитель директора Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, зав. отделом комплексных и региональных проблем энергетики, д.т.н., профессор, *e-mail*: saneev@isem.irk.ru;

Александр Данилович Соколов – зав. лабораторией ТЭК Сибири и Дальнего Востока ИСЭМ СО РАН, д.т.н., профессор, *e-mail*: sokolov@isem.irk.ru;

Светлана Юрьевна Музычук – ведущий научный сотрудник лаборатории ТЭК Сибири и Дальнего Востока ИСЭМ СО РАН, к.э.н., *e-mail*: muz@isem.irk.ru;

Роман Игоревич Музычук – ведущий инженер лаборатории ТЭК Сибири и Дальнего Востока ИСЭМ СО РАН, *e-mail*: rmuz@isem.irk.ru.

² Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Иркутской области, проект № 17-48-380002 р_а.



Рис. 1. Схема системного исследования развития ТЭК региона и его энергоэкономической оценки

основе ТЭБ [1-2] развивает исследования российских и мировых ученых в этой области [3-19], а также учитывает проводимую Правительством РФ государственную энергетическую политику³ в этой области деятельности.

Методический подход базируется на использовании информационно-вычислительного комплекса «ТЭБ региона», который состоит из двух взаимосвязанных компонент: информационно-справочной системы (ИСС) и системы моделей (рис. 1).

От качества и достоверности отчетной информации во многом зависят и прогнозные исследования, поэтому большое внимание уделяется ее анализу, обработке, систематизации и актуализации. Эти функции выполня-

ет ИСС. Для составления отчетных балансов используются данные ежегодных статистических отчетов о производстве, потреблении, экспорте, импорте, состоянии запасов и потерь энергоресурсов, разрабатываемых Росстатом. При недостатке данных для разработки отчетных балансов (конфиденциальные источники) запрашивается информация у отдельных организаций и предприятий (анкеты, опросы, справки, отчеты). Используются и другие достоверные источники, находящиеся в открытом доступе (информация региональных министерств и управлений ТЭК, профильные журналы, интернет-сайты энергетических компаний).

³ Приказ Минэнерго РФ № 600 от 14.12.2011 г. «Об утверждении порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов РФ»; Приказ Минэнерго России от 30 июня 2014 г. № 399 г. «Об утверждении методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях».

ИСС используется для повышения эффективности процесса исследования развития ТЭК региона для поддержки принятия решений и обеспечения интерфейса доступа к данным, которые представляются в форме, определенной пользователем и удобной для анализа (таблицы, графики, диаграммы). Программная оболочка, выполненная на языке программирования MS Visual Basic, охватывает файлы MS Excel содержащие подробную информацию о состоянии ТЭК региона.

Система моделей ИВК «ТЭБ региона» охватывает экономико-математические модели: однопродуктовых балансов отдельных видов ТЭР, сводных ТЭБ, энергоэкономического анализа и моделей статистического анализа наиболее значащих факторов, влияющих на энергоэффективность экономики региона. На основе статистической информации разрабатываются региональные однопродуктовые балансы угля, газа, нефти, нефтепродуктов, электроэнергии, теплоэнергии, прочих видов топлива в натуральных единицах (тоннах, м³, кВт·ч, Гкал).

Сводные ТЭБ региона формируются из однопродуктовых балансов, переведенных в единицы условного топлива⁴, на их основе выполняется энергоэкономический анализ, определяются показатели энергоэффективности региона: электро-, тепло-, энергоемкость ВРП, удельные расходы ТЭР, коэффициенты полезного использования топливно-энергетических ресурсов (КПИ_{ТЭР}), потери ресурсов при их производстве и потреблении в области (в сравнении с общероссийскими показателями).

Для выявления факторов наиболее сильно влияющих на показатели энергоэффективности выполняется статистический анализ. На основе анализа делаются выводы о состоянии энергоэффективности в регионе и даются рекомендации по совершенствованию структуры баланса и проведению необходимых ме-

роприятий по энергосбережению, что позволяет сформировать более рациональные прогнозные ТЭБ.

Системность и комплексность исследований по прогнозированию развития ТЭК региона и формированию прогнозных ТЭБ придает тот факт, что для этого используется информация оптимизационных и имитационных моделей более высокого иерархического уровня (ТЭК страны, социально-экономического развития страны и региона, внешних связей региона и др.) (см. рис. 1).

Для выявления основных проблем функционирования ТЭК, которые могут сдерживать социально-экономическое развитие региона, важен анализ его современного состояния.

Современное состояние топливно-энергетического комплекса Иркутской области

ТЭК Иркутской области производит более 50% промышленной продукции региона и имеет большое значение для страны в целом. В 2016 г. его предприятия произвели 4,6% всей российской электроэнергии, добыли и переработали 3,4% нефти, добыли 3% угля и произвели 3% тепловой энергии (табл. 1). Более значительна роль ТЭК Иркутской области в СФО: в добыче нефти – 35,6%, производстве электроэнергии – 23,1%, в переработке нефти – 22,5%.

Продолжающийся экономический кризис привел к снижению большинства производственных показателей ТЭК области за период 2010-2016 гг., исключением является рост добычи нефти в 5,8 раза и природного газа – в 4 раза (табл. 2).

В 2016 г. общая добыча природного газа в Иркутской области достигла 4957 млн м³ из него 2545,6 млн м³ (51%) – попутный нефтяной газ (ПНГ) нефтяных месторожде-

⁴ В России за единицу условного топлива (у.т.) принята теплотворная способность 1 кг каменного угля = 29,3 МДж или 7000 ккал (URL: <http://электротехнический-портал.рф/energo-komleks-rf/129-uslovnoye-toplivo.html>).

Таблица 1

Роль ТЭК Иркутской области в России и СФО, 2016 г.

Топливо-энергетический ресурс	Россия	СФО	Иркутская обл.	Область в процентах от России и СФО
Добыча угля, млн т	386,3	329,6	11,7	3,0/3,5
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч	1091,0	217,4	50,1	4,6/23,1
Производство теплоэнергии, млн Гкал	1283,5	217,2	38,2	3,0/17,6
Переработка нефти, млн т	287,2	41,8	9,7	3,4/22,5
Добыча природного газа (включая попутный)*, млрд м ³	640,8	19,2	2,4	0,4/12,5
Добыча нефти (включая газовый конденсат), млн т	547,7	52,7	18,7	3,4/35,6

Примечание: * – без учета нефтяного (попутного) газа сожженного на факельных установках.

Источник: Росстат.

ний, сожженный на факельных установках. Из 2411,4 млн м³ добытого природного и попутного газа более 30% (739 млн м³) использовано на собственные нужды месторождений.

Уровень использования ПНГ в области увеличился с 11% в 2012 г. до 48,9% в 2014 г., однако с ростом объемов добычи нефти он снизился до 28,3%. Наибольшие перспективы утилизации ПНГ в области связаны с его применением в качестве топлива для производства энергии и его переработки в нефтехимической промышленности. Совершенствование технологий утилизации ПНГ позволит дополнительно производить жидкие углеводороды, этан, сухой газ, а так-

же генерировать электрическую энергию. Утилизация ПНГ – важное направление решения экологических проблем и эффективного использования ТЭР.

В Иркутской области при производстве электроэнергии существенно преобладает доля гидроэлектростанций (74,7% в 2016 г.), что вызывает большую зависимость экономики от климатических (водных) условий, но позволяет поддерживать самые низкие тарифы в стране (в 3,1 раза ниже, чем в среднем по России и в 11,7 ниже, чем в мире)⁵. Это оказывает влияние на отраслевую специализацию экономики области с преобладанием энергоемких производств (металлургия, деревообработка и др.).

Таблица 2

Динамика производства ТЭР (с округлением)

Топливо-энергетический ресурс	Год						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Электрическая энергия, всего, млрд кВт·ч	62,6	60,7	62,5	56,9	55,7	48,6	50,1
в том числе ГЭС	49,3	46,9	45,1	42,8	43,6	35,9	37,4
Теплоэнергия, млн Гкал	45,6	43,3	43,5	41,8	40,1	38,8	38,2
Уголь, млн т	12,6	13,9	14,5	13,5	10,6	11,6	11,7
Нефть, млн т	3,2	6,6	10,0	11,4	13,1	15,8	18,7
Газ (природный и попутный)*, млрд м ³	0,6	1,1	1,0	1,6	1,9	2,2	2,4
Нефтепереработка, млн т	9,7	9,8	10,4	10,8	10,5	9,3	9,7

Примечание: * – без учета нефтяного (попутного) газа сожженного на факельных установках.

Источник: Росстат.

⁵ URL: <http://riarating.ru/infografika/20160701/630029979.html>

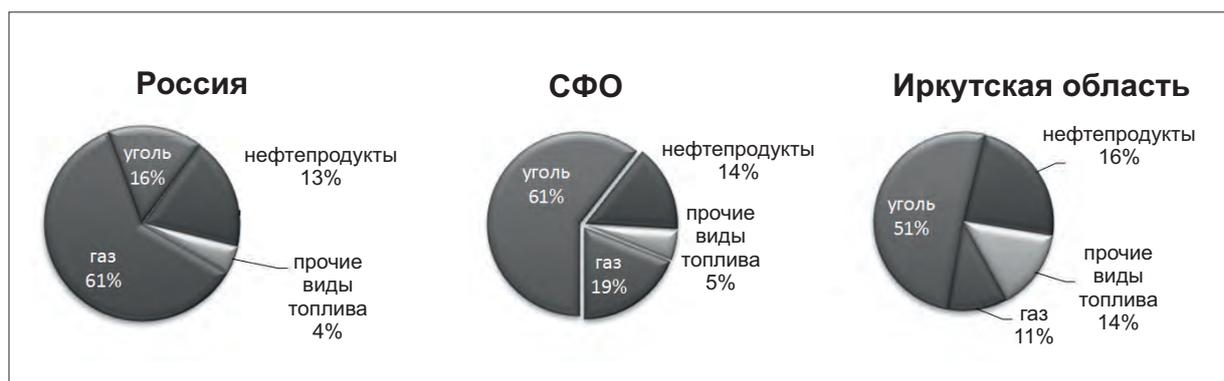


Рис. 2. Структура потребления топлива в России, СФО и Иркутской области, 2016 г.

Иркутская область – ресурсно-избыточный регион, производящий основные виды ТЭР, которые потребляются как в самой области, так и поставляются за ее пределы. На долю области в 2016 г. приходилось 6,2% потребляемого в стране угля, 5% электроэнергии, 3% тепловой энергии, 2,2% нефтепродуктов (табл. 3). Доля Иркутской области в СФО еще более значительна: в потреблении электроэнергии – 24,2%, нефтепродуктов – 18,8%, тепловой энергии – 17,6%, прочих видов топлива – 35,2%, угля – 11,1%.

В настоящее время доминирующим видом топлива, потребляемым в Иркутской области, является уголь, доля которого в 2016 г. составила 51% (рис. 2). Крупнейшими потребителями угля в области являются тепловые электростанции (ТЭС) и котельные, поэтому во многих городах и населенных пунктах Иркутской

области сложилась тяжелая экологическая ситуация, и решением этого вопроса может быть газификация потребителей (населения и объектов энергетики). Это также увеличит конкурентные преимущества Иркутской области, повысив ее инвестиционную привлекательность за счет снижения экологических рисков.

Вторым по значимости видом топлива в области являются нефтепродукты, доля которых в структуре потребления топлива в 2016 г. составила 16%. Основными потребителями нефтепродуктов является промышленность, в том числе добывающая.

Особенностью топливопотребления Иркутской области, отличающей ее от многих других регионов России, и даже от СФО, является значительная доля прочих видов топлива – 14%. В области они включают: отходы лесоперерабатывающей, целлюлозно-бумажной

Таблица 3

Роль Иркутской области в энерго-, топливопотреблении России и СФО, 2016 г.

Топливо-энергетический ресурс	Россия	СФО	Иркутская область	Область в процентах от России и СФО
Электроэнергия, млрд кВт·ч	1078,4	221,8	53,4	5,0/24,2
Тепловая энергия, млн Гкал	1283,5	217,2	38,2	3,0/17,6
Уголь, млн т	186,7	104,7	11,6	6,2/11,1
Природный газ (включая попутный), млрд м ³	423,1	18,6	1,3	0,3/6,9
Нефтепродукты, млн т у.т.	149,2	17,3	3,3	2,2/18,8
Прочие виды твердого топлива, млн т условного топлива (у.т.)	36,0	5,8	2,0	5,6/35,2

Источник: Росстат.

промышленности, которые используются для производства энергоносителей на ведомственных котельных и тепловых электростанциях, а также дрова для отопления населения. Использование прочих видов топлива в энергетике является положительным фактором, который позволяет значительно удешевлять производство энергоносителей и утилизировать производственные отходы промышленных предприятий.

Структура топливопотребления в области близка к средней по СФО и значительно отличается от общероссийской. Основное их отличие в потреблении природного газа: в среднем по стране его доля достигает 61%, в СФО – 19%, а в Иркутской области – 11%, что характеризует низкий уровень газификации региона (см. рис. 2).

Ограниченное потребление природного газа в Иркутской области обусловлено в основном отсутствием транспортной инфраструктуры и ценовым фактором. Цена угля в области значительно ниже стоимости природного газа. В настоящее время на территории области добыча природного газа ведется лишь на мелких месторождениях и до сих пор не разрабатывается крупнейшее в Сибири Ковыктинское газоконденсатное месторождение, которое является базовым для формирования Иркутского центра газодобычи и ресурсной базой для газопровода «Сила Сибири» наряду с Чаяндинским месторождением в Якутии. С его освоением и возможностью поставлять газ в другие регионы России, а также на экспорт, в страны СВА, стало бы реальным значительное снижение цены природного газа.

Процесс широкомасштабной газификации потребителей и создания на территории области газоперерабатывающих и газохимических производств окажет значительное влияние на рост налоговых поступлений в региональный бюджет и позволит оздоровить экологическую ситуацию.

ТЭК Иркутской области способен полностью обеспечить потребность экономики региона в топливно-энергетических ресурсах, однако в целях межрегиональной кооперации сюда завозится ряд видов ТЭР (нефть для

«Ангарской нефтехимической компании» (АНХК) и в небольших объемах уголь). Наиболее полную характеристику ТЭК области может дать энергоэкономический анализ на основе топливно-энергетических балансов.

Энергоэкономический анализ хозяйственного комплекса Иркутской области

За период 2010-2016 гг. производство первичных ТЭР в области увеличилось в 2,3 раза – с 21,3 до 48,1 млн т у.т. (табл. 4), основную долю в этот прирост внесла добыча нефти, что связано с реализацией проекта нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), создавшей необходимую инфраструктуру транспортировки нефтяного сырья на внешние энергетические рынки.

Ввоз энергоресурсов в область в 2016 г. остался на уровне 2010 г., сюда входят в основном поставки нефти из Западной Сибири для АНХК, где производство нефтепродуктов осталось на уровне 9,7 млн т. Поставки ТЭР из Иркутской области за 2010-2016 гг. увеличились почти в 2,1 раза (на 20,3 млн т у.т.). По нефтепроводу ВСТО вывозится нефть (более 18 млн т), в другие регионы и на экспорт поставляется 8-9 млн т нефтепродуктов и до 1 млн т угля.

Спад промышленного производства и сокращение потребности в энергоносителях (электро-, и теплоэнергии) привели к снижению их выработки в 2016 г. на 16,9% по сравнению с 2010 г., расход топлива на их производство снизился на 15,1%.

Основным видом топлива при производстве электрической и тепловой энергии в Иркутской области является уголь, доля которого в 2016 г. на ТЭС составила 81%, в котельных – 41%. В области потребляются в основном местные (черемховские и азейские) угли – 72%, в западные районы завозятся канско-ачинские (19,5%) и в небольшом количестве кузнецкие и хакасские угли. Преобладание бурого низкокачественного угля в топливном балансе ТЭС

Топливо-энергетический баланс в 2010-2016 гг.*, млн т у.т.

Год	Производство первичных ТЭР	Ввоз ТЭР в область	Вывоз ТЭР из области	Производство электро-, теплоэнергии	Расход ТЭР на производство энергоносителей**	Собственные нужды и потери	Конечное потребление топлива	Конечное потребление энергоносителей	Конечное потребление ТЭР, всего
2010	21,3	18,3	-19,1	14,2	-16,6	-2,8	2,4	11,4	14,6
2011	27,6	19,3	-25,5	13,7	-16,4	-2,9	3,6	11,7	15,3
2012	35,0	20,0	-29,7	13,9	-17,9	-4,3	4,2	11,9	16,1
2013	35,4	21,7	-32,5	12,6	-15,7	-4,6	4,5	11,3	15,8
2014	36,7	19,3	-32,3	12,6	-15,0	-4,5	5,0	11,1	16,1
2015	40,6	18,0	-35,1	11,7	-13,8	-4,8	5,4	10,6	16,1
2016	48,1	18,3	-39,4	11,8	-14,1	-5,8	6,3	10,4	16,7
Темпы роста за период, %	225,8	100,0	206,3	83,1	84,9	207,1	262,5	91,2	114,4

Примечания: * – сводный ТЭБ в агрегированном виде; ** – расход ТЭР включает топливо и ВИЭ (гидроэнергию).

и котельных осложняет экологическую обстановку в городах и поселках области, как уже отмечалось, газификация потребителей может стать одним из путей решения этой проблемы.

Конечное потребление ТЭР в области за 2010-2016 гг. увеличилось на 14,4%, что обеспечил прирост потребления топлива (за счет роста моторного топлива вследствие увеличения обеспеченности населения автотранспортом). В структуре конечного потребления ТЭР преобладают энергоносители, однако их суммарная доля снизилась с 78% в 2010 г. до 62% в 2016 г., что связано как с промышленным спадом в экономике, так и с энергосбережением, в первую очередь у населения и в бюджетной сфере вследствие реализации в области долгосрочной целевой программы⁶.

За 2010-2015 гг. энергоемкость ВРП (в сопоставимых ценах 2010 г.) снизилась на 7,1%, электроемкость ВРП – на 26,6%, теплоемкость ВРП – на 31,5% (табл. 5). Это произошло как за счет проведения энергосберегающих меро-

приятий, так и за счет структурных изменений, связанных с увеличением в объеме ВРП доли малоэнергоёмких видов экономической деятельности. Однако основные показатели энергоэффективности Иркутской области все же значительно хуже среднероссийских: энергоемкость ВРП выше в 1,9 раза, электроемкость – в 3,2 раза, теплоемкость – в 2 раза, что свидетельствует о наличии в области значительного потенциала энергосбережения.

В электро- и теплоэнергетике показателями, характеризующими энергоэффективность, являются удельные расходы топлива на отпуск электрической и тепловой энергии. Устойчивой тенденции к снижению этих показателей в 2010-2015 гг. не сложилось, кроме того они значительно превышают среднероссийские показатели, что свидетельствует о более низкой эффективности использования топлива в энергетике Иркутской области. Это подтверждает и отрицательная динамика КПИ_{ТЭР} при производстве электрической и тепловой энергии.

⁶ «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Иркутской области на 2011-2015 годы», утв. постановлением Правительства Иркутской области от 2 декабря 2010 г. № 318-пп.

Таблица 5

Основные показатели энергоэффективности хозяйственного комплекса области

Показатели	Год						РФ***
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015 г.
ВРП в ценах 2010 г.*, млрд руб.	546,1	570,7	624,4	636,9	667,4	670,1	41980
Энергоемкость ВРП**, кг у.т./тыс. руб.	37,5	37,5	40,5	38,6	35,5	35,1	18,9
Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	99,5	99,3	92,8	88,8	84,3	78,6	25,3
Теплоемкость ВРП, Гкал/руб.	78,5	71,0	66,8	61,8	58,2	59,7	29,8
Удельный расход топлива на отпуск:							
электроэнергии от ТЭС, г у.т./КВт·ч	327,3	329,8	336,1	330,7	325,5	331,6	303,4
теплоэнергии от ТЭС, кг у.т./Гкал	151,1	150,3	152,5	156,0	156,2	153,5	150,8
теплоэнергии от котельных, кг у.т./Гкал	183,7	182,2	183,9	189,4	188,6	191,2	168,6
КПИ _{ТЭР} в энергетике	85,5	83,5	77,7	80,3	84,0	84,8	68,8
КПИ _{ТЭР} в конечном потреблении	71,2	71,5	63,6	64,2	67,9	68,5	75,5
Потери электроэнергии в сетях, млрд кВт·ч	4,4	4,3	4,1	3,9	3,8	3,7	98,2
<i>То же в % от потребления</i>	8,0	7,6	7,1	6,9	6,7	7,0	9,3
Потери тепловой энергии в магистральных сетях, млн Гкал	3,5	3,3	3,1	3,1	2,8	2,7	96,6
<i>То же в % от потребления</i>	7,5	7,5	7,0	7,4	7,0	7,0	7,7

Примечания: * – ВРП в ценах 2010 г. рассчитан по данным Росстата; ** – энергоемкость ВРП рассчитана по валовому потреблению первичных ТЭР; *** – для сравнения.

Поэтому энергетическому сектору экономики области необходима более полная реализация технологических факторов энергосбережения – внедрение в производственные процессы энергосберегающих, инновационных технологий и оборудования, газификация ряда неэффективных энергетических объектов (в первую очередь небольших мазутных котельных), модернизация и обновление физически и морально устаревшей техники.

Эффективность полезного потребления топлива и энергии в отраслях экономики и у населения области с 2010 по 2012 гг. снижалась, но в последующие годы наблюдался подъем, что подтверждают КПИ_{ТЭР} конечного потребления, чему способствует усиление контроля и повсеместная установка счетчиков энергоресурсов. Еще одним фактором, влияющим на энергоэффективность экономики, является снижение потерь электрической и тепловой энергии на 18,9 и 29,6% соответственно.

Таблица 6

Стоимостные показатели топливно-энергетического баланса*, млрд руб.

Год	Стоимость производства первичных ТЭР	Стоимость вывоза ТЭР	Стоимость топлива на производство энергоносителей	Стоимость конечного потребления ТЭР	Полная стоимость потребления ТЭР в экономике
2010	61,8	57,3	48,1	45,3	93,4
2011	80,0	76,5	47,6	47,4	95,0
2012	101,5	89,1	51,9	49,9	101,8
2013	102,7	97,5	45,5	49,0	94,5
2014	106,4	96,9	43,5	49,9	93,4
2015	117,7	105,3	40,0	49,9	89,9
2016	139,6	118,2	40,9	51,8	92,7

Примечание: * – в ценах 2010 г.

Таблица 7

Статистические зависимости энергоёмкости ВРП области и статей ТЭБ

Статьи топливно-энергетического баланса							
Расход ТЭР на производство энергоносителей	Конечное потребление энергоносителей	Производство электро-, тепло-энергии	Ввоз ТЭР в область	Конечное потребление топлива	Вывоз ТЭР из области	Производство первичных ТЭР	Собственные нужды и потери
Коэффициенты корреляции энергоёмкости ВРП и статей ТЭБ							
0,90	0,85	0,65	0,59	-0,39	-0,27	-0,25	-0,15

Стоимость производства первичных ТЭР в области за 2010-2016 гг. в сопоставимых ценах увеличилась на 77,8 млрд руб. – до 139,6 млрд руб., в основном за счет роста добычи нефти. Стоимость вывозимых за пределы области энергоресурсов возросла на 60,9 млрд руб. – до 118,2 млрд руб. (табл. 6).

Стоимость конечного потребления ТЭР с 2010 по 2016 гг. увеличилась на 6,5 млрд руб. до 51,8 млрд руб., стоимость топлива на производство электрической и тепловой энергии снизилась за эти годы на 7,2 млрд руб. до 40 млрд руб., а полная стоимость потребления ТЭР в экономике Иркутской области уменьшилась на 0,7% – до 92,7 млрд руб.

Статистический анализ показал наиболее сильную зависимость энергоёмкости ВРП Иркутской области от следующих статей ТЭБ – расхода ТЭР на производство энергоносителей и их конечного потребления (табл. 7). Исследование показало, что наиболее значимыми факторами, влияющими на энергоэффективность экономики Иркутской области, являются:

- снижение удельных расходов топлива на производство энергоносителей;
- снижение удельных затрат ТЭР на производство продукции в экономических видах деятельности;
- снижение расхода энергоресурсов за счет рационализации их потребления у населения;
- сокращение потерь при добыче, переработке, транспортировке и реализации продукции ТЭК.

Механизмами реализации технологических факторов энергоэффективности экономики в Иркутской области являются:

- в сфере ТЭК: внедрение энергосберегающих технологий и инновационного оборудования в процессы производства, передачи и распределения энергетической продукции;
- в других сферах экономической деятельности (неэнергетических): внедрение инновационных технологических процессов, позволяющих рационально снизить объемы потребления продукции ТЭК.

На рост энергоэффективности и социально-экономическое развитие области влияют и структурные факторы, их действие выражается в следующем:

- увеличение в приходной и расходной частях ТЭБ доли природного газа за счет снижения доли угля, что позволит снизить расходы ТЭР и улучшить экологическую обстановку в области;
- создание в области газоперерабатывающих и газохимических комплексов позволит увеличить глубину переработки углеводородов, производить продукцию с большей добавленной стоимостью, востребованную и за рубежом, увеличить количество рабочих мест;
- рост объемов переработки угля, повышающей его качественные характеристики, позволит снизить удельные расходы при производстве электрической

- и тепловой энергии, уменьшить вредные выбросы в атмосферу и увеличить конкурентоспособность угольной продукции;
- снижение объемов поставок ТЭР из других регионов снизит топливную составляющую в себестоимости продукции;
- целесообразный (с точки зрения экономической эффективности или социальной необходимости) рост использования ВИЭ и местных видов топлива для локальных потребителей снизит расход дорогостоящего привозного топлива и увеличит надежность их энергоснабжения.

Заключение

ТЭК Иркутской области обеспечивает экономику необходимыми энергоресурсами, однако существуют и проблемы, которые могут ограничить его развитие в будущем. Это – низкая энергоэффективность в электро-, и теплоэнергетике, показателями которой служат удельные расходы топлива на отпуск электрической и тепловой энергии. Механизмами их улучшения являются: внедрение инновационных решений в технологические процессы ТЭС и котельных, газификация ряда энергообъектов, более полное использование вторичных энергоресурсов.

Одним из механизмов решения задачи эффективного использования энергоресурсов в области является формирование рационального ТЭБ за счет совершенствования его структуры (рост углеродной составляющей,

снижение доли бурого угля, увеличение использования ВИЭ и местных видов топлива). Рост энергоэффективности экономики области зависит и от более полной задействованности технологических факторов во всех сферах хозяйственной деятельности. Внедрение в производственные процессы энергосберегающих технологий и оборудования позволит снизить затраты на производство и потребление энергоресурсов, сократить потери при добыче, переработке, транспортировке и использовании продукции ТЭК. В итоге достижение плановых индикаторов социально-экономического развития может быть достигнуто с меньшими энергетическими и финансовыми затратами. Исследование показало, что потенциальный экономический эффект от роста энергоэффективности в Иркутской области в период 2017-2030 гг. может достигнуть 315 млрд руб. (в ценах 2016 г.), что составляет около 23 млрд руб. ежегодно.

Рост энергоэффективности является важным фактором устойчивого социально-экономического развития региона, который позволит: более рационально использовать потенциал ТЭК, производить необходимые для общества топливно-энергетические ресурсы с меньшими затратами (способствует их сохранению для будущих поколений), производить продукцию в отраслях экономики с меньшей энергоемкостью (улучшит конкурентоспособность экономики), снизить вредное воздействие энергообъектов на окружающую среду, что улучшит экологическую обстановку в регионе и повысит качество жизни населения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Музыкач С.Ю., Музыкач Р.И. Топливо-энергетические балансы в системе комплексного исследования развития региональных ТЭК // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 2. С. 21-35.
2. Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Музыкач С.Ю., Музыкач Р.И. Энергоэкономический анализ существующего состояния региональных то-

пливно-энергетических комплексов востока России // Энергетическая политика. 2016. № 5. С. 14-22.

3. Башмаков И.А. Топливо-энергетический баланс как инструмент анализа, прогноза и индикативного планирования развития энергетики // Энергетическая политика. 2007. Вып. 2. С. 16-25.

4. Бушуев В.В., Троицкий А.А. Энергоэффективность и экономика России // Энергия: экономика, техника, экология. 2004. № 5. С. 10-19.
5. Гашио Е.Г., Ренецкая Е.В., Бандурист В.Н. Формирование региональных программ энергосбережения // Энергетическое хозяйство и энергосбережение. 2010. № 8. С. 54-55.
6. Некрасов А.С., Сняк Ю.В., Янпольский В.А. Построение и анализ энергетического баланса. Вопросы методологии и методики. М.: Энергоатомиздат. 1974. 178 с.
7. Филиппов С.П. Требования Энергетической стратегии России в сфере энергоэффективности и их реализация // Газовый бизнес. 2005. № 2. С. 60-64.
8. Energy Efficiency and Sustainable Consumption: The Rebound Effect. Edited by Horace Herring, Steve Sorrel. Hampshire, Palgrave Macmillan, 2009. 272 p.
9. Haas R. Energy efficiency indicators in the residential sector. Energy Policy. 1997. Vol. 25. No. 7-9, pp. 789-802.
10. Hotelling H. The Economics of Exhaustible Resources // Journ. Polit. Econ. 1931. Vol. 39. Apr. pp. 137-175.
11. Lakshmanan T.R., Sam Ratick, Integrated Models for Economic-Energy-Environmental Impact Analysis / Economic-Environmental-Energy Interactions: Modeling and Policy Analysis. Editors: T.R. Lakshmanan, P. Nijkamp. Springer Netherlands, 1980. P.7-39.
12. M. Pehnt, A. Paar, P. Otter und andere. Energiebalance – Optimale System lösungen für erneuerbare Energien und Energieeffizienzifue-Institutfür Energie- und Umweltforschung Heidelberg und Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy. Heidelberg, Wuppertal, März 2009. URL: <http://www.ifeu.de/energie/pdf/Energiebalance%20Endbericht.pdf>.
13. M. Chandler. Natural Resources as a Constraint on Economic Growth: Discussion // The American Economic Review. 1973. Vol. 63. No. 2, pp. 126-128.
14. Oikonomou V., Becchis F., Steg L., Russolillo D. Energy saving and energy efficiency concepts for policy making. Energy Policy, 2009, 37, pp. 4787-4796. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421509004534?np=y>.
15. Patterson M. What is energy efficiency? // Energy Policy. 1996. Vol. 24. No. 5. pp. 377-390.
16. Rosenfeld A.H. The Art of Energy Efficiency: Protecting the Environment with Better Technology // Annual Review of Energy and the Environment. 1999. Vol. 24. pp. 33-82.
17. Rosenfeld A.H. Real Prospects for Energy Efficiency in the United States, Chaired by Lester Lave and Maxine Savitz, America's Energy Future Panel on Energy Efficiency Technologies; National Academy of Sciences, Academy of Engineering; The National Academies Press, 2009. 203 p.
18. William D. Nordhaus. The Efficient Use of Energy Resources. Yale University, 1979. 183 p.

Поступила в редакцию
26.01.2018 г.

B.G. Saneev, A.D. Sokolov, S.Yu. Muzychuk, R.I. Muzychuk⁷

ENERGY AND ECONOMIC ANALYSIS OF THE IRKUTSK REGION INDUSTRIAL COMPLEX

The paper suggests a methodical approach to the energy and economic analysis of the region's industrial complex based on system analysis principles, mathematical economic modeling, balance and indicative methods. The current state of the fuel and energy complex in the Irkutsk region is analyzed and its role in the Russian Federation and the Siberian Federal District is demonstrated. The methodic approach is used to identify main problems that hinder energy efficient development of the fuel and energy complex in the region.

Keywords: fuel and energy complex, Irkutsk region, energy efficiency, fuel and energy balance, energy and economic analysis.

⁷ Boris G. Saneev – Deputy Director of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Head of the Complex and Regional Energy Issues Department, Doctor of Engineering, Full Professor, *e-mail:* saneev@isem.irk.ru;
Aleksandr D. Sokolov – Head of the Siberian and Far East FEC Laboratory of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Engineering, Full Professor, *e-mail:* sokolov@isem.irk.ru;
Svetlana Yu. Muzychuk – Leading Researcher of the Siberian and Far East FEC Laboratory of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Economics, *e-mail:* muz@isem.irk.ru;
Roman I. Muzychuk – Leading Engineer of the Siberian and Far East FEC Laboratory of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, *e-mail:* rmuz@isem.irk.ru.

УДК 332.144 (571.56)

В.А. Стенников, Н.А. Петров, И.Ю. Иванова, Т.В. Добровольская, Н.В. Павлов¹

ПРОБЛЕМЫ И НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) В СРЕДНЕСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ²

Выполнен анализ ситуации в теплоснабжении Республики Саха (Якутия) на ретроспективном пятилетнем отрезке времени. Выявлены особенности функционирования систем теплоснабжения городов и поселков, изменения структуры теплопотребления и структуры потребления топлива на цели теплоснабжения. Определены основные проблемы в сфере теплоснабжения. Сформулированы главные направления развития и модернизации теплоснабжения республики в соответствии с полученными прогнозными оценками теплопотребления на среднесрочную перспективу с учетом планируемых к строительству промышленных объектов и увеличения площади жилого фонда, обеспеченного горячим водоснабжением и отоплением. Приведен прогноз производства тепловой энергии в регионе на среднесрочную перспективу, определена оптимальная структура производства тепла в соответствии с направлениями перспективного развития.

Ключевые слова: теплоснабжение, потребление тепловой энергии, производство тепловой энергии, топливоснабжение, прогноз теплопотребления, котельные, тепловые электростанции.

Общая характеристика региона

Республика Саха (Якутия) является самым крупным субъектом Российской Федерации. Практически вся территория республики находится в зоне вечной мерзлоты с суровым, резко континентальным климатом, а свыше 40% ее территории расположено за пределами Северного полярного круга. Значительную часть территории Якутии занимают обширные горные системы, нагорья и плоскогорья, в то же время республика богата водными ресурсами.

Обширная площадь территории республики характеризуется слабой (в среднем 0,31 чел./км²) и неравномерной заселенностью. Основная часть населения (около 65,4%) проживает в городах, количество городского населения постоянно увеличивается [1-3].

Суровые климатические условия, удаленность населенных пунктов, сложные транспортные схемы накладывают значительные ограничения на направления развития региона в целом и энергоснабжения в частности. В связи с этим необходимы тщательный анализ и проработка рассматриваемых направлений развития энергоснабжения для обеспечения оптимального функционирования энергосистемы республики. Использование шаблонных схем и программ развития нецелесообразно в связи с существующими особенностями климата, размещения производств и поселений, а также сложным рельефом территории. Отдаленность и тяжелая транспортная доступность населенных пунктов увеличивает капиталовложения в реализацию проектов и часто приводит к отказу от их реализации [2, 3].

В связи особенностями климата теплоснабжение населения и промышленных произ-

¹ Валерий Алексеевич Стенников – директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, чл.-корр. РАН, д.т.н., *e-mail*: sva@isem.irk.ru;

Николай Александрович Петров – заведующий отделом Института физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова (ИФТПС) СО РАН, д.т.н., *e-mail*: n.a.petrov@iptpn.usn.ru;

Ирина Юрьевна Иванова – заведующая лабораторией ИСЭМ СО РАН, к.э.н., *e-mail*: nord@isem.irk.ru;

Татьяна Владимировна Добровольская – ведущий инженер ИСЭМ СО РАН, *e-mail*: makarova@isem.irk.ru;

Никита Владимирович Павлов – научный сотрудник ИФТПС СО РАН, *e-mail*: pavlov_nv@iptpn.usn.ru

² Статья подготовлена по результатам разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на период до 2021 года.

водств в регионе является социально и экономически важной задачей. Однако значительная рассредоточенность объектов теплоснабжения создает ряд ограничений для осуществления надежного и качественного снабжения их тепловой энергией.

Общая площадь жилищного фонда в республике в 2015 г. составила 20,7 млн м², при этом доля ветхого и аварийного жилья достигла 16,6%, что является самым высоким показателем среди регионов Дальневосточного федерального округа (ДФО). Доля жилого фонда, обеспеченного горячим водоснабжением и отоплением, в 2015 г. составила соответственно 50,7 и 76,2% от общей площади жилищного фонда. Сравнение данных показателей по регионам ДФО показало, что республика имеет самые низкие показатели по охвату жилищного фонда горячим водоснабжением после Сахалинской области, где горячим водоснабжением обеспечены лишь 43,7% от общей площади жилищного фонда. По обеспеченности отоплением республика также занимает одно из последних мест среди регионов ДФО, только в Еврейской автономной области данный показатель еще ниже и составляет 62,2% от общей площади жилищного фонда [2, 3, 4-6].

Основными причинами, сдерживающими строительство благоустроенного жилья в республике, являются ограниченные возможности строительных организаций, низкий уровень доходов граждан, не позволяющий приобретать жилье хорошего качества, а также постоянно возрастающая стоимость строительных материалов и конструкций. Кроме того, строительство жилья, подключенного к системе централизованного теплоснабжения, в некоторых районах республики невозможно в связи с отсутствием источника централизованного теплоснабжения или его удаленности. В то же время правительством республики особое внимание уделяется централизации теплоснабжения в северных поселках.

Ретроспективная динамика потребления и производства тепловой энергии

Потребление тепловой энергии в 2015 г. в республике составило 11,1 млн Гкал, что на 9% ниже уровня 2011 года. Основную долю в структуре теплоснабжения региона в 2015 г. занимает население и коммунально-бытовой сектор (около 81%), при этом доля теплоснаб-

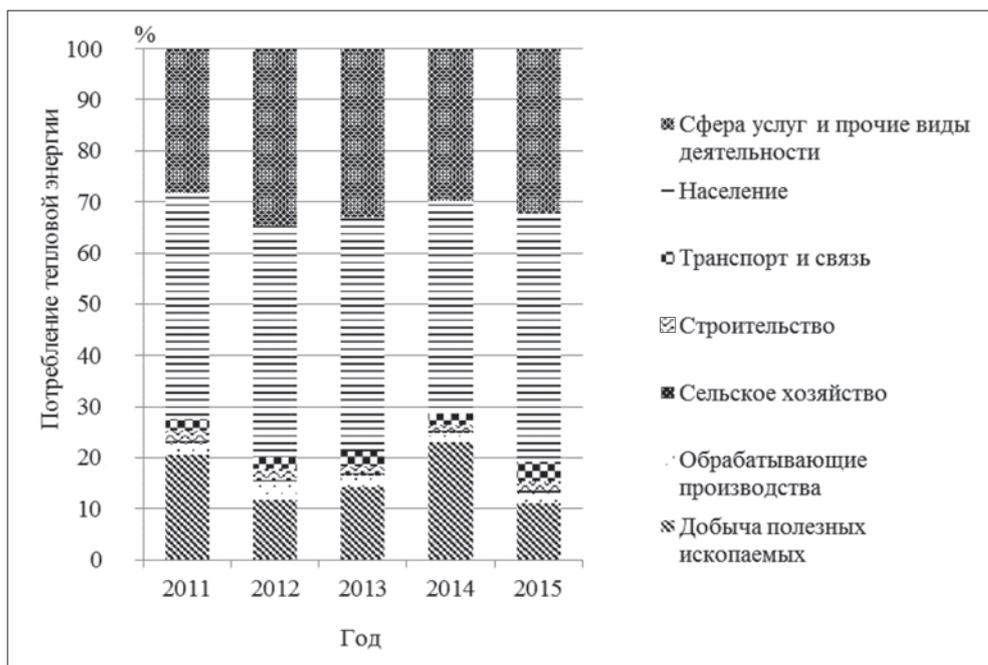


Рис. 1. Структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия)

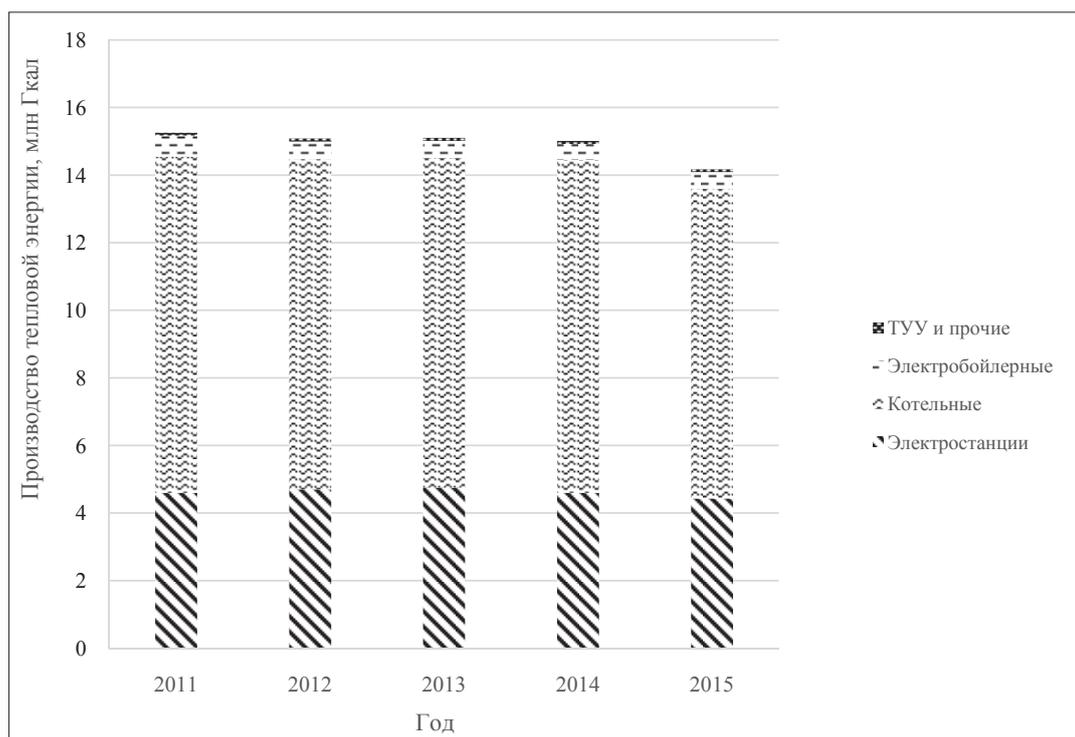


Рис. 2. Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия)

блени в данных сферах за рассматриваемый период с 2011 по 2015 гг. увеличилась на 2,4% и 4,0% соответственно. При этом суммарная доля теплотребления промышленными производствами (включая производство и распределение электроэнергии, газа и воды) несколько снизилась с 28,9% в 2011 г. до 27,6% в 2015 году. Однако внутри данной группы потребителей за рассматриваемый период вре-

мени произошло заметное перераспределение. Так, доля предприятий, осуществляющих производство и распределение электроэнергии, газа и воды, в 2011 г. составляла 6,1%, тогда как в 2015 г. – 15,5% от общего теплотребления в республике. Сравнительный анализ структуры потребления тепловой энергии в виде диаграммы за период 2011-2015 гг. представлен на рис. 1.

Таблица 1

Баланс производства и потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2011 по 2015 гг., млн Гкал

Теплоисточники	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
Производство тепловой энергии, всего	15,2	15,1	15,1	15,0	14,4
в том числе:					
Электростанции	4,57	4,72	4,75	4,6	4,43
Котельные	9,95	9,77	9,76	9,85	9,17
Электробойлерные	0,62	0,52	0,5	0,47	0,49
ТУУ и прочие	0,08	0,09	0,09	0,09	0,08
Потери тепловой энергии, всего	3,0	3,2	3,4	3,4	3,3
Потребление тепловой энергии, всего	12,2	11,9	11,7	11,6	11,1

Источники: данные форм статистической отчетности 6-ТП, 1-ТЭП, 4-топливо за 2011-2015 гг., годовые отчеты ПАО «Якутскэнерго», ОАО «Сахаэнерго», ОАО «ДГК» за 2011-2015 гг.

Производство тепловой энергии в республике в 2015 г. составило 14,4 млн Гкал, что на 7,6% ниже уровня 2011 года. В структуре производства тепловой энергии за рассматриваемый период значительные изменения не выявлены. Электростанции обеспечивают тепловой энергией крупные города южных районов: в Якутске – Якутская ТЭЦ и Якутская ГРЭС, в Нерюнгри – Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ. Объем производства тепловой энергии электростанциями региона за рассматриваемый период сократился на 3,1%. При этом сокращение производства тепла электростанциями ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго» и АО «ДГК» составили соответственно 0,6, 36,9 и 4,7%. Доля электростанций в производстве тепловой энергии несколько увеличилась с 30,0% в 2011 г. до 31,3% в 2015 году. Основная доля тепловой энергии в республике производится многочисленными котельными (около 65,0%), из которых третья часть принадлежит ОАО ГУП «ЖКХ РС (Я)». В период с 2011 по 2015 гг. производство тепла котельными сократилось на 7,8%. В то время как доля тепловой энергии, производимой данными источниками тепла, в общем объеме производства тепла осталась практически неизменной, уменьшение доли котельных в общей структуре производства тепловой энергии за рассматриваемый период составило 0,6%. Доля электробойлерных в структуре производства тепловой энергии остается на уровне 3,5% на протяжении рассматриваемого периода. При этом более 76% тепловой энергии производится на электробойлерных, находящихся в ведении АК «АЛРОСА». Изменение структуры производства тепловой энергии в республике за период с 2011 по 2015 г. представлено на рис. 2.

Сформированный в результате проведенных исследований баланс тепловой энергии Республики Саха (Якутия) за период с 2011 по 2015 г. приведен в табл. 1. На общем фоне сокращения потребления и производства тепловой энергии ее потери за рассматриваемый период увеличились незначительно (на 0,3%), однако их доля в тепловом балансе возросла на 1,6%.

Основные проблемы в сфере теплоснабжения республики

Накопившиеся технические проблемы в значительной степени связаны с тем, что развитие теплоснабжения в республике, как и в стране, многие годы было ориентировано на упрощенные и наиболее дешевые решения: элеваторное присоединение отопительной нагрузки, открытый водозабор, тупиковые схемы тепловых сетей, ненадежные теплопроводы и арматуру, неавтоматизированные котельные. Местное автоматическое регулирование в установках потребителей и измерение потребляемого в них тепла отсутствует.

Современная ситуация в сфере теплоснабжения республики характеризуется серьезными проблемами, состоящими в изношенности оборудования, низкой эффективности и надежности, неудовлетворительном уровне комфорта в зданиях, а также низким техническим уровнем и низкой экономической эффективностью систем и объектов теплоснабжения; огромными непроизводственными потерями тепловой энергии [2, 3].

Основные проблемы в сфере теплоснабжения и теплопотребления:

1. Неудовлетворительный технический уровень, обусловленный недостаточной оснащенностью автоматикой, системами учета и регулирования, износом основных фондов. Устаревшие технические решения не позволяют эффективно транспортировать и использовать тепловую энергию, что приводит к огромным перерасходам топлива и энергии, неприемлемо низкому качеству и надежности теплоснабжения, частым тепловыми авариям, чрезмерно высоким издержкам в системах теплоснабжения.

2. Низкий уровень оснащенности поселений централизованным теплоснабжением. В большинстве районов отсутствует возможность по предоставлению услуг централизованного теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, что негативно отражается на качестве жизни населения. В настоящее время оснащенность жилого фонда составляет:

- централизованным теплоснабжением – 76,2%;

- горячим водоснабжением – 50,7%;
- водопроводом – 54,1%;
- канализацией – 54,0%.

3. Низкая эффективность котельных и обусловленные этим сверхнормативные расходы топлива (200-383 кг у.т./Гкал). Наиболее высокие удельные расходы топлива наблюдаются в котельных, использующих в качестве топлива дрова. При нормативном КПД угольных котельных 80%, их фактическое значение по данным обследования составляет 50-60%. Основными причинами низкой энергетической и экологической эффективности котельных являются: плохое техническое состояние и значительные конструктивные недостатки топок и котлов в целом; отсутствие режимных карт, систем автоматики и механизации топочных процессов; некачественное ведение процесса сжигания топлива; длительная эксплуатация котлов на низкой нагрузке (15-40% от номинальной). Некоторые из этих недостатков характерны и для мазутных котельных, КПД которых находится в пределах 70-84% вместо проектных 88-90%; КПД газовых котельных не превышает 80%, вместо нормативных показателей – 92-95%.

4. Значительный износ оборудования и тепловых сетей в связи с несвоевременным ремонтом и заменой. В настоящее время уровень износа коммунальной инфраструктуры составляет 53%, в отдельных системах он превышает 70%.

5. Большие потери тепловой энергии в трубопроводных сетях. Эффективность систем транспорта в республике в последние годы снижается, что связано с высоким износом тепловых сетей и нерациональными режимами их эксплуатации. Потери в тепловых сетях в среднем по системам республики в 2015 г. составили 24,9%. В Алданском, Нерюнгринском, Таттинском, Усть-Майском, Усть-Янском районах республики уровень потерь достигает 35-45%. Их рост связан в основном с ухудшением качества тепловой изоляции и гидравлической плотности коммуникаций.

6. Высокая степень износа жилищного фонда. Удельный расход тепловой энергии на отопление жилых зданий характеризуется широ-

ким диапазоном значений от 0,24 Гкал/м² в год в Анабарском муниципальном районе до 1,09 Гкал/м² в год в Абыйском муниципальном районе. Высокий уровень расхода тепловой энергии связан со значительным износом жилого фонда. Республика входит в число регионов Российской Федерации с наибольшим удельным весом ветхого и аварийного жилья. Одной из причин высокой доли ветхого жилья является то, что более 58% жилищного фонда республики является деревянным и только чуть более трети имеет каменное (кирпичное, панельное, блочное, монолитное) исполнение.

Прогноз потребления тепловой энергии

В перспективе до 2021 г. в республике намечается прирост теплоснабжения в связи с развитием и расширением существующих промышленных производств, а также освоением и разработкой новых крупных месторождений угля, нефти и газа. Основной прирост теплоснабжения связан с вводом в эксплуатацию комплексов предприятий по освоению Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) (ОАО «Сургутнефтегаз»), Центрального блока Среднеботуобинского НГКМ (ОАО «Таас-Юрях нефтегазодобыча»), Чаяндинского НГКМ (ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), и ростом теплоснабжения действующих предприятий: АО «Водоканал», ОАО «Золото Селигдара», АО «Алмазы Анабара», ОАО ПО «Якутцемент» и др.

Прогноз потребления тепловой энергии населением и коммунально-бытовым сектором выполнен с учетом прогноза численности населения и существующих данных по перспективному вводу жилой площади в республике. В соответствии с [7] численность населения региона в 2019 г. увеличится на 1,2% по сравнению с уровнем 2015 года. Данные на последующие годы приняты в соответствии с [8], прирост численности населения республики с 2015 по 2021 гг. составит порядка 2,5%. Данные об изменении площади жилого фонда, а также темпы замены ветхого и аварийного

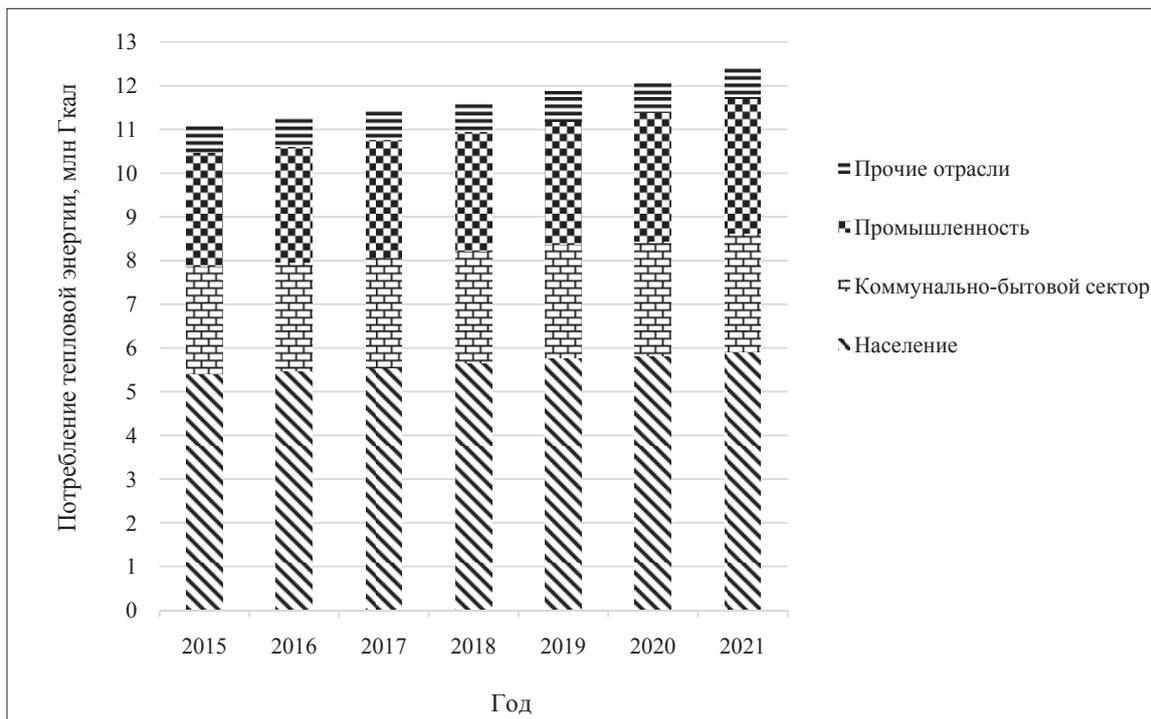


Рис. 4. Прогноз потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия)

жилья приняты согласно [9]. Темпы ввода жилья взамен выведенного ветхого и аварийного жилья приняты в соответствии с [10], обновленной в 2016 году.

По результатам выполненных прогнозных оценок доля ветхого и аварийного жилья за этот период сократится на 2,6% и в 2021 г. составит 14,0%. Кроме того, за рассматриваемый период времени общая площадь жилого фонда в республике увеличится на 22,1%. Обеспеченность жильем увеличится на 4,1% и в 2021 г. может составить 25,6 м² на человека.

В соответствии с выполненным прогнозом потребление тепловой энергии в республике за рассматриваемый период возрастет на 11,3% (с 11,1 млн Гкал в 2015 г. до 12,4 млн Гкал к 2021 г.). При этом увеличение потребления тепловой энергии промышленностью составит 18,0%. Прирост теплотребления населения и коммунально-бытового сектора за рассматриваемый период составит 9,2 и 10,4% соответственно. Динамика и структура потребления тепловой энергии в республике в период до 2021 г. представлена на рис. 4.

Как видно из рис. 4, за рассматриваемый период времени наблюдается равномерное

увеличение теплотребления населением, при этом потребление тепловой энергии промышленными предприятиями увеличивается относительно более высокими темпами.

Среднегодовые темпы прироста потребления тепловой энергии в целом по республике имеют положительную тенденцию на протяжении всего рассматриваемого перспективного периода. В первые годы перспективного периода прирост теплотребления предположительно составит 1,4-1,7%, в дальнейшем он увеличится до 2,6%.

Прогноз производства тепловой энергии

Для обеспечения перспективной потребности в тепловой энергии в республике за рассматриваемый период производство тепла возрастет с 14,4 млн Гкал в 2015 г. до 14,8 млн Гкал в 2021 г., что составит 4,2%. Столь незначительное увеличение уровня производства тепловой энергии по сравнению с увеличением теплотребления объясняется существенным сокращением потерь тепловой энергии с 21,4% в 2015 г. до 16,0% в 2021 году.

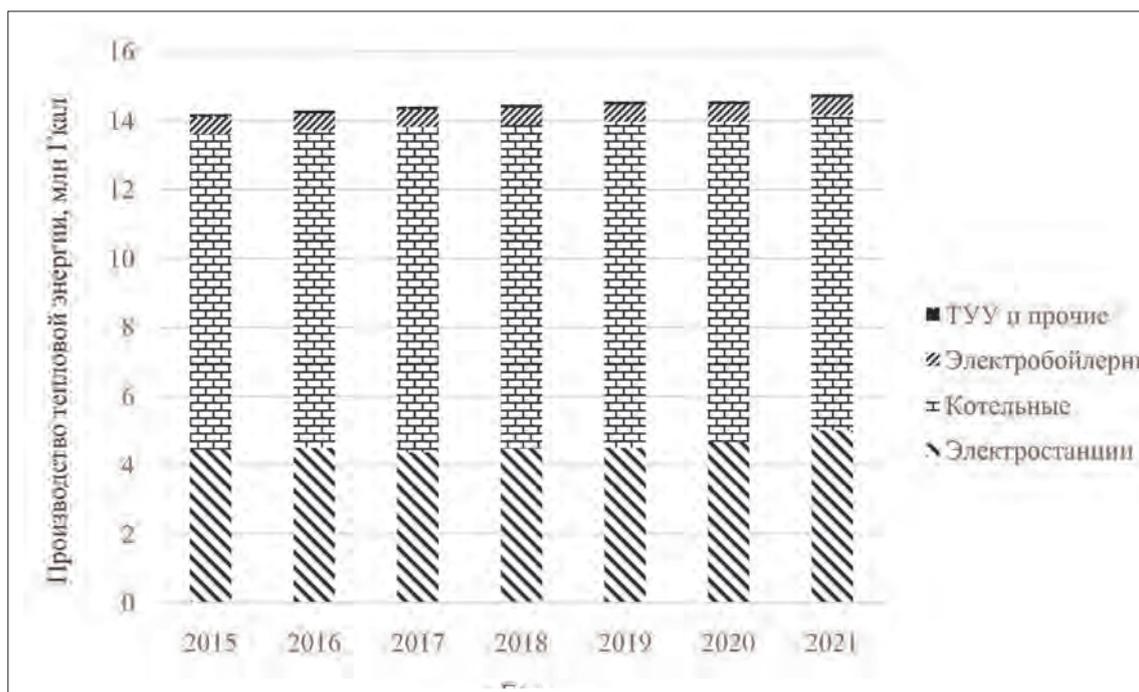


Рис. 5. Прогноз производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия)

Достижение такого уровня сокращения потерь тепловой энергии планируется путем выполнения мероприятий по реконструкции и строительству новых тепловых сетей.

В структуре производства тепловой энергии в республике в рассматриваемый период времени произойдут определенные изменения. Производство тепла электростанциями вырастет на 12,6% к 2021 г., при этом доля тепловой энергии, производимой путем когенерации, увеличится с 31,4% в 2015 г. до 33,9% к концу рассматриваемого периода. Производство тепла котельными будет изменяться неравномерно: в середине перспективного периода будет наблюдаться некоторое увеличение объемов производства ими, в дальнейшем оно сократится до уровня 2015 г., при этом доля производства тепловой энергии котельными уменьшится с 64,7% в 2015 г. до 62,0% в 2021 году. Объемы производства тепловой энергии прочими источниками за рассматриваемый период практически не изменятся. Доли электробойлерных, теплоутилизационных установок и прочих источников тепло-

вой энергии в общей структуре производства составят 3,5% и 0,6% соответственно. Прогноз производства тепловой энергии в республике на период до 2021 г. представлен на рис. 5.

Для достижения прогнозируемых уровней производства тепловой энергии планируется проведение мероприятий по модернизации систем теплоснабжения муниципальных образований республики, что в основном коснется источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии. Основным мероприятием по модернизации системы централизованного теплоснабжения г. Якутска является вывод мощностей Якутской ГРЭС и ввод в эксплуатацию Якутской ГРЭС-2 и пиковой водогрейной котельной. Вывод из эксплуатации Якутской ГРЭС планируется на конец 2017 г., кроме того в 2018 г. предполагается закрытие котельной 106-го квартала, ввод Якутской ГРЭС-2, что позволит покрыть возможный дефицит мощности в связи с закрытием теплоисточников. Кроме того, переключение тепловой нагрузки потребителей на новый теплоисточ-

РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА: БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ

ник потребует значительной перестройки и модернизации тепловых сетей, основная часть планируемых мероприятий направлена на оптимизацию и модернизацию сетевых сооружений путем перевода убыточных котельных в центральные тепловые пункты с целью рационального использования свободных мощностей существующих (строящихся) источников теплоснабжения. Переоборудование котельных в источники комбинированной выработки не предусматривается.

В ранее выполненных работах [2, 3] предусматривался вывод из эксплуатации Чульманской ТЭЦ. В настоящее время проводятся работы по разработке оптимального варианта модернизации системы теплоснабжения г. Нерюнгри, в связи с чем выполнение вывода станции из эксплуатации перенесено за пределы рассматриваемого периода.

Открытым остается вопрос завершения строительства Зырянской мини-ТЭЦ в Верхнеколымском улусе для энергоснабжения близрасположенных населенных пунктов.

По состоянию на 01.01.2017 г. строительная готовность объекта составляет 76%. В настоящее время из-за недостатка финансирования для завершения строительства электростанции решается вопрос о консервации смонтированного оборудования.

Для покрытия возникающей потребности в тепловой энергии при обустройстве Чаяндинского и Среднеботуобинского НГКМ планируется строительство ГТУ-ТЭЦ. Установленная тепловая мощность энергоблоков ГТУ-ТЭЦ Чаяндинского НГКМ составит 100,2 Гкал/ч, ввод в эксплуатацию станции планируется в 2020 году. Ввод в эксплуатацию энергоблоков ГТУ-ТЭЦ Средне-Ботуобинского НГКМ установленной тепловой мощностью 17,92 Гкал/ч предполагается в 2019 году.

В ранее выполненных работах предполагалось значительное увеличение производства тепловой энергии электростанциями за счет перевода части потребителей Нюрбинского и Сунтарского улусов на электроотопление, кроме того теплоснабжение Накынского

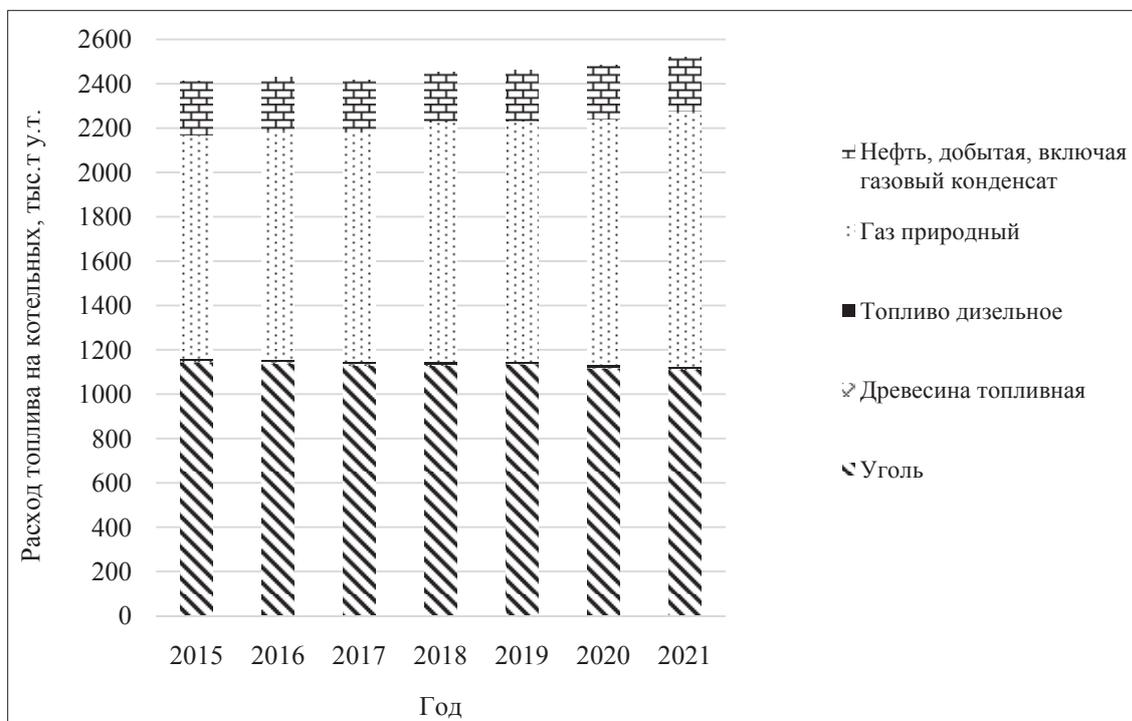


Рис. 6. Структура потребления топлива на производство тепловой энергии на котельных и электростанциях Республики Саха (Якутия)

ГОКа также планировалось осуществлять с помощью электрокотельных. Однако, по результатам работ, выполненных институтом «Якутнипроалмаз» АК «АЛРОСА» (ПАО) в период 2010-2016 гг., электроснабжение Накынского горно-обогачительного комбината от централизованной энергосистемы с учетом текущих тарифов на электроэнергию и требуемых инвестиций в строительство ЛЭП 110/220 кВ было признано нецелесообразным.

Перспективный уровень и структура топливоснабжения источников тепловой энергии

За рассматриваемый период времени расход топлива на производство тепловой энергии на электростанциях и котельных значительно не изменится, увеличение объемов топлива составит около 4,5%. Основные изменения коснутся структуры топливопотребления. В общем объеме топлива, используемого на производство тепловой энергии в республике, до 2021 г. планируется сокращение потребления угля на 2,8% с увеличением объемов потребляемого газа на 14,1%. Кроме того, за счет введения в эксплуатацию электростанций на НГКМ к концу рассматриваемого периода для производства тепла возможно увеличение на 1,8% потребления нефтепродукта, включая газовый конденсат. В то же время модернизация источников тепловой энергии в период до 2021 г. позволит сократить на 35% потребление топливной древесины на цели теплоснабжения. Динамика изменения структуры топлива, используемого для производства тепловой энергии на котельных и электростанциях республики, представлена на рис. 6.

Увеличение потребления топлива на производство тепловой энергии на электростанциях в рассматриваемой перспективе составит 11,7% (разделение общего расхода топлива на расход топлива отдельно на производство электрической и тепловой энергии принято в соответствии формами статистической отчетности). Увеличение потребления угля на электростанциях на производство тепла к кон-

цу рассматриваемого периода составит 1,1% за счет роста производства тепла на станциях АО «ДГК». Потребление природного газа на электростанциях на цели теплоснабжения к 2021 г. возрастет на 8,0%, что обусловлено главным образом вводом Якутской ГРЭС-2.

Увеличение расхода топлива на котельных в рассматриваемый период достигнет 1,5%. При этом сокращение потребления каменного и бурого углей на котельных в период с 2015 по 2021 гг. составит 3,5 и 15,6% соответственно. Потребление природного газа на производство тепла котельными увеличится на 15,9%. При этом доля газа в общем объеме топлива, используемого для производства тепла котельными, возрастет с 38,0% в 2015 г. до 43,4% в 2021 году. Увеличение доли природного газа в топливном балансе котельных обусловлено строительством крупной газовой котельной в г. Якутске и незначительным увеличением потребления газа на существующих газовых котельных. За рассматриваемый период планируется сокращение расхода топливной древесины на 39,4%, при этом ее доля в топливном балансе котельных сократится с 0,5% в 2015 г. до 0,3% к 2021 году. Кроме того, планируется сокращение потребления попутных газов нефтепереработки и нефтедобычи в качестве топлива для котельных на 14,4% в течение 2015-2021 гг.

Основные выводы

Проведенный анализ ситуации в сфере теплоснабжения республики подтвердил наличие серьезных проблем, состоящих в следующем: изношенности оборудования, низкой эффективности и надежности, неудовлетворительном уровне комфорта в зданиях, низком техническом уровне и низкой экономической эффективности систем и объектов теплоснабжения, значительных непроизводительных потерях тепловой энергии. В рассматриваемой ретроспективе с 2011 по 2015 гг. в республике наблюдается сокращение теплоснабжения на 9,0%.

При этом увеличение доли населения и объектов коммунально-бытовой сферы в структуре потребления тепла составило 2,4 и 4,0% соответственно. Производство тепловой энергии в республике с 2011 по 2015 гг. сократилось на 7,6%. Значительные изменения в структуре производства тепла за рассматриваемый период не просматриваются, увеличение доли производства тепловой энергии электростанциями составило 1,3%, в то время как доля котельных уменьшилась на 0,6%.

В тепловом хозяйстве, безусловно, существует ряд серьезных проблем, обусловленных неудовлетворительным техническим уровнем как источников тепловой энергии, так и зданий, подключенных к системам централизованного теплоснабжения. Морально устаревшие технические решения и изношенность источников тепла, тепловых сетей и потребительских установок как в сфере централизованного, так и в децентрализованном секторе, снижают эффективность транспортировки и использования тепловой энергии и топлива. Потери в тепловых сетях продолжают расти – в среднем по системам республики в 2015 г. до 24,9%. Высокая степень износа жилищного фонда региона приводит к увеличению удельного расхода тепловой энергии на отопление зданий. Уровень централизации теплоснабжения в республике низкий и значительно уступает среднему показателю по стране.

В соответствии с [7-10] и выполненным прогнозом потребления тепловой энергии на перспективный период, потребление тепловой энергии в республике за период 2015-2021 гг. возрастет на 11,3%. Основной прирост теплоснабжения будет обеспечиваться за счет развития существующих и строительства новых промышленных производств. Для обеспечения перспективной потребности

в тепловой энергии в республике в рассматриваемый период производство тепла возрастет незначительно с 14,4 млн Гкал в 2015 г. до 14,8 млн Гкал в 2021 году. Увеличение производства тепловой энергии за рассматриваемый период будет значительно меньше и составит 4,2%, что объясняется значительным сокращением потерь тепловой энергии. В структуре производства тепла в рассматриваемой перспективе предполагается увеличение доли тепловой энергии, производимой когенерационными установками до 33,9% к концу рассматриваемого периода. Сокращение доли котельных в общем объеме производства тепла составит 2,7%. Объемы производства тепловой энергии электробойлерными, теплоутилизационными и прочими установками за рассматриваемый период практически не изменятся. Для повышения эффективности производства тепловой энергии и снижения тепловых потерь при теплоснабжении планируется проведение мероприятий по модернизации систем теплоснабжения муниципальных образований и крупных городов республики. Кроме того, в рассматриваемый период предусматривается ввод в эксплуатацию крупных источников тепловой энергии, таких как Якутская ГРЭС-2, пиковая водогрейная котельная в Якутске, а также двух ГТУ-ТЭЦ для покрытия возникающей потребности в тепловой энергии при обустройстве Чаяндинского и Средне-Ботуобинского НГКМ.

Предполагается незначительное увеличение потребления топлива, используемого на производство тепловой энергии на котельных и электростанциях, в перспективе до 2021 года. Изменение структуры потребления топлива на цели теплоснабжения будет направлено на увеличение доли природного газа и сокращение доли твердых топлив (угля, древесины).

ЛИТЕРАТУРА

1. Регионы России. Социально-экономические показатели. 2016: Стат. сб. / Росстат. – М., 2016. – 1326 с.

2. Энергетическая стратегия Республики Саха (Якутия) на период до 2030 года / под ред.

Н.А. Петрова, Б.Г. Санеева, Г.Ф. Алексеева и др. – Правительство Респ. Саха (Якутия). – Якутск; Иркутск: Якутия и др., 2010. – 328 с.

3. Петров Н.А., Захаров В.Е., Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Ижбулдин А.К., Старцев В.Н.,

Граховский Е.В. Стратегия развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) / Сборник трудов Евразийского симпозиума по проблемам надежности материалов и машин для регионов холодного климата: Пленарные доклады. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та. 2014. – С. 288-291.

4. Топливо-энергетический комплекс Хабаровского края: состояние и стратегия развития / под ред. В.И. Ишаева; Правительство Хабаровского края, ИСЭМ СО РАН, ИЭИ ДВО РАН. – Владивосток; Хабаровск: ДВО РАН, 2005. – 155 с.

5. Топливо-энергетический комплекс Амурской области: современное состояние и перспективы развития / под ред. Б.Г. Санеева, В.Е. Пескова. – М.: Энергия, 2010. – 240 с.

6. Топливо-энергетический комплекс Сахалинской области: современное состояние и перспективы развития / под ред. Б.Г. Санеева, В.Н. Тихоньких. – М.: Энергия, 2010. – 240 с.

7. Прогноз социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на 2017-2019 гг. URL: <https://www.sakha.gov.ru/prognoz-sotsialno-ekonomicheskogo-razvitija-respubliki-saha-jakutiya>

8. Долгосрочный прогноз социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) до 2035 года. URL: <https://strategyrf.ru/14/documents>

9. Государственная программа Республики Саха (Якутия) «Обеспечение качественным жильем на 2012-2019 гг.». URL: <http://sakha.regnews.org/doc/oq/9o-1.htm>

10. Подпрограмма «Переселение граждан из ветхого и аварийного жилищного фонда» (прил. № 7 к Государственной программе Республики Саха (Якутия) «Обеспечение качественным жильем на 2012-2019 гг.»). URL: <https://minstroy.sakha.gov.ru/pereselenie-grazhdan-iz-vethogo-i-avarijnogo-zhilischnogo-fonda>

Поступила в редакцию
30.10.2017 г.

V.A. Stennikov, N.A. Petrov, I.Yu. Ivanova, T.V. Dobrovolskaya, N.V. Pavlov²

PROBLEMS AND AREAS OF HEAT SUPPLY DEVELOPMENT IN THE SAKHA REPUBLIC (YAKUTIYA) IN THE MEDIUM TERM

The fuel supply situation in the Sakha Republic (Yakutiya) is studied in the retrospective five-year timespan. Performance features of fuel supply systems in towns and villages are identified along with changes in the patterns of heat and fuel consumption for heat supply purposes. Main problems in the heat supply sector are determined. Priority development and modernization fields are stated for the republic's heat supply sector in accordance with med-term heat consumption forecasts obtained taking into account industrial facilities to be built and increasing residential area provided with hot water supply and heating. Heat energy production in the mid-term is forecasted for the region with an optimal heat production pattern determined based on perspectives for future development.

Keywords: heat supply, heat energy consumption, heat energy production, fuel supply, heat consumption forecast, boiler houses, thermal power plants.

² Valery A. Stennikov – Director of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Corresponding Member of the RAS, Doctor of Engineering, *e-mail:* sva@isem.irk.ru;

Nikolay A. Petrov – Head of Department at the Institute of Physical and Technical Problems of the North named after V.P. Larionov, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Engineering, *e-mail:* n.a.petrov@iptpn.ysn.ru;

Irina Yu. Ivanova – Head of Laboratory at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Economics, *e-mail:* nord@isem.irk.ru;

Tatyana V. Dobrovolskaya – Lead Engineer at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, *e-mail:* makarova@isem.irk.ru;

Nikita V. Pavlov – Researcher at the Institute of Physical and Technical Problems of the North named after V.P. Larionov, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, *e-mail:* pavlov_nv@iptpn.ysn.ru

УДК 621.31 (470+571)

Л.И. Коверникова, А.В. Серков, Р.Г. Шамонов¹

ОБ УПРАВЛЕНИИ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИИ В ПРОШЛОМ, НАСТОЯЩЕМ И БУДУЩЕМ

Дается оценка качеству электрической энергии в современных электрических сетях России и состоянию нормативно-правовой базы в области качества электрической энергии, приводится опыт успешного управления качеством электрической энергии до принятия Закона «О техническом регулировании», формулируются предложения по усовершенствованию нормативно-правовых документов для создания системы управления качеством электрической энергии в ближайшем будущем.

Ключевые слова: качество электрической энергии, последствия низкого качества электрической энергии, экономический ущерб, нормативно-правовые документы.

Введение

Параметры режимов электроэнергетических систем должны обеспечивать экономичность функционирования как самих систем, так и потребителей, что в значительной степени определяется надежностью поставки электрической энергии и ее качеством. От качества электрической энергии зависит надежность работы электрооборудования, его функционирование в соответствии с назначением, срок службы. Взаимосвязь между качеством электрической энергии и надежностью столь значительна, что в [1] было предложено объединить эти два понятия одним термином – качество электроснабжения.

В России до принятия Федеральных законов «О техническом регулировании» в 2002 г. и «Об электроэнергетике» в 2003 г. проблема качества электрической энергии рассматривалась как одна из задач управления режимами электроэнергетических систем. Качество электрической энергии должно было соответствовать требованиям государственного стандарта. Единственным препятствием являлось отсутствие хороших средств измерения показателей качества электрической энергии. Несмотря на эту проблему в области управления каче-

ством электрической энергии были достигнуты значительные результаты. После принятия Закона «О техническом регулировании» выполнение требований государственного стандарта по качеству электрической энергии стало необязательным, поскольку государственные стандарты получили статус документов добровольного применения. Практически это стало означать, что обязательных требований по качеству электрической энергии нет. В Законе «Об электроэнергетике» более чем в десяти статьях указывается на необходимость поставки потребителям электрической энергии, качество которой должно соответствовать «техническим регламентам и иным обязательным требованиям», но, как справедливо отмечается в [2], в виде «общих фраз», поскольку сами обязательные требования к качеству электрической энергии после вступления в силу Закона «О техническом регулировании» на законодательно-правовом уровне оказались не установленными. После принятия Закона «Об электроэнергетике» появилось много субъектов электроэнергетики, каждый из которых стал решать задачи удовлетворения собственных интересов. Задача поддержания качества электрической энергии, соответствующим требованиям государственного стандарта, стала для них второстепенной.

¹ Лидия Ивановна Коверникова – старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, к.т.н., e-mail: kovernikova@isem.irk.ru;
Алексей Владимирович Серков – управляющий партнер адвокатского бюро «А. Серков и Партнеры», e-mail: aleserkov@list.ru;
Роман Геннадьевич Шамонов – заместитель начальника департамента оперативно-технологического управления, начальник отдела электрических режимов ПАО «ФСК ЕЭС», к.т.н., e-mail: shamonov-rg@fsk-ees.ru

В последние несколько лет качеству электрической энергии стали уделять больше внимания из-за жалоб потребителей на его низкий уровень. Стоящая перед электроэнергетикой задача создания интеллектуальных систем, а в промышленном производстве и экономике в целом – цифровой экономики, предполагает оснащение и широкое применение электронной техники и цифровых технологий. Электронная техника, с одной стороны, является источником искажения качества электрической энергии, а с другой – требует его высокого качества, что обязывает уже вплотную заниматься проблемой поддержания требуемого новым оборудованием качества электрической энергии.

После вступления в силу Закона «О техническом регулировании» прошло 15 лет. Система управления качеством электрической энергии, существовавшая до его принятия, разрушена. Для ее воссоздания необходима доработка существующей нормативно-правовой базы с учетом прежнего опыта управления качеством электрической энергии и современных достижений науки и техники, чтобы не начинать все с нуля и не растягивать решение задачи управления качеством электрической энергии на длительное время, создавая препятствия для решения выше названных государственных задач. Суть опыта управления качеством электрической энергии с момента появления первого государственного стандарта на качество электрической энергии [3] и принятия Закона «О техническом регулировании» состоит в разработке нормативно-правовых документов, которые позволили сформировать и применять на практике экономический механизм управления качеством электрической энергии. В данной статье будут рассмотрены вопросы управления качеством электрической энергии до принятия Закона «О техническом регулировании» в настоящее время, и что нужно сделать в области управления в ближайшем будущем.

О первом государственном стандарте на качество электрической энергии

В 2017 г. исполнилось 50 лет первому государственному стандарту на качество электрической энергии не только в нашей стране, но и в мировой практике. Советскими учеными и инженерами 50 лет назад был исследован и установлен факт огромного вреда низкого качества электрической энергии для экономики страны. Поэтому в Советском Союзе был разработан государственный стандарт на качество электрической энергии «ГОСТ 13109-67. Электрическая энергия. Нормы показателей качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения» [3]. ГОСТ вступил в действие с 1 января 1970 года. В 1968 г. 5-м номере журнала «Электричество» ему была посвящена статья М.Н. Мельникова «К вопросу о качестве электроэнергии» [4]. Статья до сих пор является актуальной. И в настоящее время она является программной в области нормирования и управления качеством электрической энергии. Из всех задач, сформулированных в статье, выполнена только одна – разработаны и имеются в достаточном количестве хорошие приборы для измерения показателей качества электрической энергии. В статье отмечалось:

- «В современном обществе электрическая энергия нашла применение во всех сферах человеческой деятельности. Поэтому ее качество непосредственно отражается на условиях жизни и деятельности людей. Качество электрической энергии влияет также и на технико-экономические показатели работы отдельных устройств и систем электрооборудования в целом. Улучшая качество электрической энергии, можно повысить эти показатели; ухудшая – снизить...»;
- «Актуальными остаются задачи нормирования показателей качества электрической энергии, их обеспечения на зажимах электроприемников и контроля за выполнением установленных норм»;

- «Надо надеяться, что выход в свет ГОСТа на качество электрической энергии не только приведет к повышению технико-экономических показателей отечественных энергетических систем, но и повысит наш интерес и внимание к обеспечению оптимальных решений как при проектировании, так и в условиях эксплуатации».

После первого государственного стандарта были разработаны еще четыре. Каждый последующий стандарт заменял предыдущий. Последние три стандарта были разработаны на основе европейских. В настоящее время действующим является ГОСТ 32144-2013 [5].

Что понимается под качеством электрической энергии?

Названия всех ГОСТов на качество электрической энергии указывают на то, что в них сформулированы требования к качеству электрической энергии. В действительности в ГОСТах оценивается качество напряжения. Напряжение является только одним из параметров, используемых для определения величины электрической энергии. Для оценки качества напряжения в ГОСТах установлены показатели и нормативные значения на их величины. При оценке качества напряжения рассматривается пять характеристик. Четыре из них касаются отклонения параметров напряжения от номинальных: частоты, величины, формы, симметрии фазных напряжений.

Пятая характеристика фиксирует факт наличия напряжения, которое не может обеспечить работу электрооборудования, и называется прерыванием. Прерывание наступает, если в трехфазной системе величина напряжения становится меньше 5% от номинального или договорного. Все изменения характеристик напряжения делятся на две группы: продолжительные и случайные. К продолжительным изменениям относятся: отклонение частоты, медленные изменения напряжения, колебания напряжения и фликер, несимметрия фазных напряжений, несинусоидальность напряжения и интергармоники, напряжения сигналов, передаваемых по электрическим сетям. Перечисленные изменения характеристик напряжения вызываются главным образом изменениями нагрузки, схемы сети. Для оценки изменений характеристик напряжения, кроме интергармоник и напряжений сигналов, в [5] установлены показатели и нормы на их величины. К случайным изменениям относятся: прерывания, провалы напряжения, перенапряжения и импульсные напряжения. Они вызываются в основном непредсказуемыми событиями. В [5] для них не установлены ни показатели, ни нормы, но приводится статистическая информация. Отклонения характеристик напряжения от номинальных вызывают у поставщиков электрической энергии и потребителей различные негативные последствия, и как результат – экономический ущерб.

Стоимость кратковременных прерываний напряжения

Промышленность	Стоимость, долл./кВт
Бумажная	1,5-2,5
Текстильная, горнорудная, металлургия	2,0-4,0
Резина и пластмассы	3,0-4,5
Нефтехимическая, пищевая	3,0-5,0
Фармацевтическая	5,0
Автомобильная	5,0-7,5
Электронная	8,0-12,0
Полупроводниковая	20,0-60,0

**Примеры негативного влияния
напряжения низкого качества
на электрооборудование**

Прерывания и провалы напряжения возникают в результате коротких замыканий, подключения нагрузок большой мощности и других факторов. При провалах напряжения возможно самопроизвольное отключение контакторов и магнитных пускателей и, как результат – нарушение электроснабжения, вызывающее у потребителей технологический ущерб. В [6] показано, что наиболее чувствительны к провалам напряжения непрерывные производства и сектора, использующие цифровые технологии, в которых цена одного провала составляет 2120-4682 евро. Ежегодно в узле подключения нагрузки происходит в среднем 13 провалов и 6 коротких прерываний напряжения продолжительностью меньше 3 минут. В таблице приведены типичные стоимости прерываний напряжения для различных видов предприятий в одном из штатов США [7]. С увеличением продолжительности прерывания напряжения до 1 часа стоимость возрастает в 2-4 раза.

Несимметрия трехфазной системы напряжений. В 2016 г. на одной из подстанций Волго-Донского предприятия магистральных электрических сетей в результате срабатывания газовой защиты был выведен из работы трансформатор мощностью 63000 кВА. Причиной отключения трансформатора явилось витковое замыкание в первичной обмотке, которое произошло из-за ускоренного старения изоляции, ставшего следствием многолетней несимметрии токов.

Несинусоидальность напряжения. В [8] приведен факт повреждения бытовой техники потребителей при отключении линии 220 кВ Покосное – Тулун в Иркутской области. Потребителям электрическая энергия поставлялась по линиям 10 и 35 кВ от шин 35 кВ подстанции «Покосное». После отключения линии 220 кВ на подстанции «Покосное» резко увеличилась величина коэффициента 11-й гармонической составляющей напряжения.



Виды ущерба

Его максимальные значения в фазах А, В и С составили 14,5, 17,2 и 14,4% соответственно при норме – 4,0% [5]. В населенных пунктах, удаленных от подстанции «Покосное» на 56, 87 и 101 километров, максимальные значения коэффициента оказались равными 35,7, 46,0 и 47,9%. В [9] указывалось, что из-за проблем с гармониками неустойчиво работает вставка постоянного тока на подстанции Могоча «в связи с наличием в сети 35 кВ преобразователей напряжения высших гармоник большой амплитуды на частоте порядка 8 кГц...», в связи с чем потребовалась дополнительная проработка проектных решений». Гармоники токов вызывают перегрев как фазных, так и нулевого проводов кабельных линий. Проблема особенно актуальна в сетях низкого напряжения, где источниками гармоник являются однофазные нагрузки. Например, в [10] приведены результаты измерений тока в нулевом проводе сети наружного освещения торгово-развлекательного корпуса в Красноярске. Величина тока длительное время превышала 200 А.

Гармоники также вызывают ошибочное срабатывание выключателей из-за высокого значения крест-фактора, перегрев трансформаторов из-за дополнительных потерь на вихревые токи, повреждение конденсаторов из-за больших значений токов гармоник увеличивают потери в асинхронных двигателях, вызывают ошибочную работу защит и автоматики и много других негативных последствий. По данным, приведенным в [6], затраты, свя-

занные с гармониками, составляют 5,4% от всех затрат, обусловленных низким качеством электрической энергии. Все негативные последствия – ущерб можно классифицировать в виде, представленном на рисунке.

К прямому ущербу относится ущерб, который связан непосредственно с повреждением оборудования, неправильной работой защит и автоматики, увеличением потерь электрической энергии при производстве, передаче, распределении и потреблении. Прямой ущерб можно разделить на два вида – явный и неявный. Явный ущерб связан с последствиями, которые можно увидеть, измерить. Неявный ущерб накапливается в течение длительного времени и может быть оценен по косвенным признакам, специальным экспериментам и расчетам. Ущерб, вызывающий нарушение технологических процессов различных производств, обуславливающих снижение качества и количества выпускаемой продукции, снижение производительности, простой рабочей силы, относится к косвенному ущербу. К нему также следует отнести нематериальный ущерб, представляющий собой неудобства, например, невозможность включить компьютер и войти в Интернет. Последствия ущерба требуют дополнительных финансовых затрат.

По оценкам экспертов, экономический ущерб из-за низкого качества электрической энергии ежегодно составляет миллиарды долларов и евро [7, 11]:

- в США в перерабатывающей промышленности, финансовых услугах, пищевой промышленности – 60-80 млрд долл.;
- в Евросоюзе только в торговле и перерабатывающей промышленности – 10 млрд евро, а общий оценивается в 100 млрд евро;
- в России по минимальной оценке – около 25 млрд долларов.

Современное состояние качества напряжения

В настоящее время требования [5] выполняются только по одному показателю – отклонению частоты благодаря системному подходу к решению задачи повышения качества регулирования частоты в ЕЭС в течение последних 15 лет. Анализ результатов измерений других показателей качества напряжения говорит о том, что нарушения требований [5] имеют массовый и систематический характер во всех энергосистемах России [12, 13]. Значения показателей, характеризующих несинусоидальность напряжения, превышающие нормы, наблюдаются в электрических сетях, питающих электрифицированную железную дорогу переменного тока, алюминиевые заводы и крупные металлургические предприятия. Превышают норму значения показателя, характеризующего несимметрию напряжения, в электрических сетях, питающих электрифицированную железную дорогу переменного тока. Задачи по обеспечению требуемых уровней названных выше показателей практически никогда не ставятся и не решаются. В сетях также имеют место провалы напряжения и значительные отклонения величины напряжения от установленной нормы. Последнее особенно сказывается на повседневной жизни бытовых потребителей. При величинах напряжения в розетке меньших 220 В не работает бытовая техника. Совсем свежая информация о влиянии низкого качества электрической энергии на жизнь бытовых потребителей, вернее его последствий, размещена на сайте газеты «Забайкальский рабочий» 11 декабря 2017 г. [14]. Газета сообщает о выходе из строя 17-ти электродвигателей на объектах водоснабжения и насоса котельной по причине низкого качества электрической энергии.

Главная причина низкого качества электрической энергии в нашей стране, как указывалось выше, заключается в несовершен-

стве действующей нормативно-правовой базы. В настоящее время в трех законодательных документах: Законе «О защите прав потребителей», Гражданском кодексе РФ, Законе «Об электроэнергетике» содержатся положения о необходимости обеспечения требуемого качества электрической энергии и ответственности за него. Сами обязательные требования к качеству электрической энергии законодательно-правовыми документами не регламентированы. Для управления качеством электрической энергии необходим также ряд специальных нормативно-технических документов, речь о которых пойдет ниже. Но сначала обратимся к опыту управления качеством электрической энергии до принятия Закона «О техническом регулировании».

О нормативно-правовых документах и механизме управления качеством электрической энергии до принятия Закона «О техническом регулировании»

Еще в 1990 г. авторы [15] писали, что «в условиях хозяйственной самостоятельности предприятий единственным способом постепенного приведения фактических значений показателей качества электроэнергии к нормам ... является экономическое стимулирование мероприятий по повышению качества электроэнергии». С момента введения в действие первого государственного стандарта на качество электрической энергии и до принятия Закона «О техническом регулировании» в стране были разработаны и введены в действие нормативно-технические документы, позволившие создать экономический механизм управления качеством электрической энергии. Они включали: «Правила присоединения потребителей к сети общего назначения по условиям влияния на качество электроэнергии» [16], «Правила применения скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии» [17], Прейскурант № 09-01 «Тарифы на электрическую и тепловую энергию» [18]. Экономический механизм состоял в следующем.

Прежде всего, были сформулированы технические условия на присоединение потребителей к питающей сети по условиям влияния на качество электрической энергии в точке присоединения. Для этого была разработана методика [16], позволявшая определять допустимый расчетный вклад потребителя в искажение качества напряжения (ΔP_d) в точке присоединения к питающей сети по пяти показателям, характеризующим несимметрию, несинусоидальность и колебания напряжения:

$$\Delta P_d = [(P_H^a - P_C^a) d_{II}]^a, \quad (1)$$

где P_H – нормированное ГОСТом значение показателя,

$d_{II} = P_{II} / P_{IIp}$ – доля нагрузки потребителя (P_{II}) в нагрузке подстанции при полном использовании ее пропускной способности (P_{IIp}),

P_C – допустимое значение показателя при нулевой нагрузке подстанции,

a – коэффициент, учитывающий механизм суммирования показателей от различных источников. Допустимый расчетный вклад использовался при приемочных испытаниях на присоединение потребителей. Если выполнялось условие:

$$\Delta P_d \geq (P_B^a - P_O^a)^{-a}, \quad (2)$$

где P_O – значение показателя при отключенном потребителе,

P_B – значение показателя при включенном потребителе.

Если нормативное значение показателя в точке присоединения потребителя к сети оказывалось превышенным, то методика, представленная в [17], позволяла определять виновника ухудшения качества напряжения. Для этого определялся допустимый контрольный вклад (ΔP_{dk}), который сравнивался с фактическим вкладом потребителя (ΔP_{ϕ}). Допустимый контрольный вклад рассчитывался по формуле:

$$\Delta P_{Дк} = P_B - (P_B^a - \Delta P_D^a)^{-a}, \quad (3)$$

фактический вклад определялся как:

$$\Delta P_\phi = P_B - P_O \quad (4)$$

Если оказывалось, что $\Delta P_{Дк}$ меньше ΔP_ϕ , то виновником искажения качества напряжения являлся потребитель, в противном случае – энергоснабжающая организация.

К моменту принятия правил [16, 17] в нашей стране с 1 января 1991 г. был введен в действие новый Прейскурант № 09-01 «Тарифы на электрическую и тепловую энергию», утвержденный Постановлением Госкомцен СССР от 28.02.1990 № 152 [18]. Если в соответствии с правилами [17] виновником ухудшения качества электрической энергии оказывалась энергоснабжающая организация, то для потребителя предусматривалась скидка с тарифа на электрическую энергию, если виновником оказывался потребитель – надбавка к тарифу. Величина скидки (надбавки) в соответствии с Прейскурантом вычислялась как:

$$H = 0,2(T_1 - 5) + T_2, \quad (5)$$

где T_1 и T_2 – суммарные продолжительности выхода показателей качества электрической энергии за нормативные значения, установленные для 95% и 100% времени измерений. В Прейскуранте величина скидки (надбавки) ограничивалась 10% по каждому показателю. Скидки (надбавки) применялись в том случае, если энергоснабжающая организация или потребитель настаивали на их включении в договор на пользование электрической энергией.

Рабочая группа, разработавшая правила в [19], отмечала, что «в настоящее время не существует практически приемлемых и убедительных методов аппаратного определения вклада потребителя в ухудшение качества электрической энергии». «Предлагается наглядный

метод определения вклада потребителя путем сравнения значений показателя качества электроэнергии при отключенном и включенном потребителе». Если отключение потребителя по технологическим условиям невозможно, то фактический вклад мог быть определен расчетным путем по методике, представленной в [17].

Правила применялись на практике. Условия, сформулированные в правилах, включались в договора на пользование электрической энергией. Например, Институт систем энергетики (ИСЭМ) СО РАН в качестве эксперта принимал участие в арбитражном судебном процессе, который рассматривал претензии «Амурэнерго» к Забайкальской железной дороге по нарушению договора в части качества электрической энергии [20].

В 1997 г. был сделан еще один шаг для поддержания надлежащего качества напряжения. Постановлением Правительства РФ № 1013 «Об утверждении перечня товаров, подлежащих обязательной сертификации, и перечня работ и услуг, подлежащих обязательной сертификации» электрическая энергия была признана товаром и включена в перечень товаров, подлежащих обязательной сертификации. В 1999 г. Госстандартом РФ было принято Постановление № 36 «О правилах проведения сертификации электрооборудования», в которые Постановлением Госстандарта РФ от 03.01.2001 № 1 «О внесении изменений и дополнений к Правилам проведения сертификации электрооборудования» были внесены изменения, касающиеся особенностей сертификации электрической энергии: «обязательной сертификации подлежит электрическая энергия, предназначенная для приобретения и использования гражданами исключительно для личных, семейных, домашних и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности». Постановлением Госстандарта РФ от 14.08.2001 г. № 74 «О внесении изменений и дополнений в Номенклатуру продукции и услуг (работ), в отношении которых законодательными актами РФ предусмотрена их обязательная сертифи-

кация» было установлено, что «электрическая энергия в электрических сетях общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц подлежит подтверждению соответствия требованиям ГОСТ 13109-97 по двум показателям: отклонению частоты и отклонению величины напряжения». Следует отметить, что и в настоящее время проводится сертификация электрической энергии, но это мероприятие не стало системным. Сетевые организации часто выступают против, добиваясь отмены проведения сертификации в судах. Они объясняют это тем, что существующий порядок сертификации электрической энергии может подтвердить качество электрической энергии только в период проведения сертификационных испытаний. В течение срока действия сертификата в сетях постоянно происходит присоединение или отключение потребителей, изменяются состав и топология сетей. В таких случаях в соответствии с правилами сертификации необходимо проводить повторную сертификацию электрической энергии и, оказывается, что процесс сертификации электрической энергии закончить невозможно. Отсюда следует необходимость создания системы управления качеством электрической энергии. Ее создание нужно начинать с совершенствования нормативно-правовых документов.

Предложения по совершенствованию нормативно-правовых документов

Для того чтобы требования к качеству электрической энергии стали обязательными для всех субъектов электроэнергетики, упомянутых в законе «Об электроэнергетике», а также потребителей, необходимо, прежде всего, разработать и ввести в действие технический регламент на электрическую энергию.

В настоящее время разработано и являются действующими большое количество государственных стандартов, касающихся различных аспектов качества электрической энергии.

Но, как неоднократно отмечалось в публикациях, стандарты не составляют единого комплекса документов, по причине отсутствия единой терминологии, определений, понятий, обозначений параметров, неточности перевода с английского языка на русский европейских стандартов, взятых в качестве основы для разработки российских стандартов, и т.д. Необходимо сделать анализ действующих стандартов, их корректировку с целью гармонизации и совершенствования с учетом опыта их использования.

Необходимо разработать нормативно-правовые документы, которые сформируют бы экономический механизм управления качеством электрической энергии в условиях рыночных отношений в электроэнергетике. Представляется, что в нормативно-правовых документах необходимо:

- разграничить обязанности и ответственность всех субъектов электроэнергетики за качество электрической энергии;
- разработать предложения, направленные на усиление ответственности сетевых организаций, реализовывать мероприятия по улучшению качества электрической энергии;
- разработать правила присоединения искажающих потребителей с определением форм и схем оценки соответствия качества электрической энергии установленным требованиям;
- разработать методику определения долевого вклада искажающих потребителей в суммарные искажения электрической энергии;
- разработать предложения, направленные на усиление ответственности потребителей за искажения, вносимые ими в сеть.

В разрабатываемых правилах и методиках необходимо учитывать, что значения показателей, характеризующих несинусоидальность, несимметрию, колебания напряжения зависят

не только от потребителей, но и от питающей сети. Необходимо также учитывать, что искажения, связанные с несимметрией и несинусоидальностью напряжения, увеличивают потребление энергии.

В 1968 г. Н.А. Мельников в [4] писал: «Для стимулирующих расчетов с абонентами полезен прибор, интегрирующий величину экономического ущерба, обусловленного отклонением фактического режима напряжений от оптимального. При этом должно быть разделение ответственности обеих сторон – электроснабжающей организации и самого абонента». В [21, 22] в качестве такого интегрального параметра для оценки искажения качества электрической энергии предлагается использовать мощности и энергии искажения, появляющиеся при несинусоидальных и несимметричных режимах. Если учесть, что некоторые современные средства измерения показателей качества электрической энергии уже измеряют и мощности, и энергии искажения, то остается только разработать нормативно-правовые документы для их использования при оценке вклада потребителя и энергоснабжающей сетевой организации в искажение качества электрической энергии.

При поставках потребителю энергоснабжающей организацией электрической энергии низкого качества, или при внесении потребителем в сеть искажений, ухудшающих качество электрической энергии, между энергоснабжающей организацией и потребителем неизбежны судебные разбирательства. При разрешении споров по договору энергоснабжения для определения размера гражданско-правовой ответственности за нарушение требований к качеству электрической энергии в денежном выражении необходимо разработать:

- методику определения размера реального ущерба, причиненного потребителям

электроэнергии и их имуществу, включая скрытый, связанный с сокращением срока службы электрооборудования, подключенного к сети, в которой показатели качества энергии не соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013, но не выходят за критические значения, приводящие к мгновенному отключению или выходу из строя электрооборудования потребителей;

- методику, позволяющую производить объективные расчеты сумм безосновательного обогащения, получаемого потребителями электрической энергии при вынужденном использовании ими энергии ненадлежащего качества, от оплаты которой они вправе отказаться на основании ст. 542 Гражданского кодекса РФ.

Выводы

В России качеством электрической энергии не занимаются в должной степени по причине несовершенства нормативно-правовой базы. Нарушения требований ГОСТ 32144-2013 имеют массовый и систематический характер во всех энергосистемах страны. Низкое качество электрической энергии является причиной многочисленных повреждений электрооборудования как у потребителей, так и у поставщиков электрической энергии, нарушений электроснабжения потребителей и, как следствие, причинений им финансового ущерба. Назрела острая необходимость заняться обеспечением качества электрической энергии как задачей государственной важности. В условиях рыночных отношений в электроэнергетике необходимо разработать экономический механизм поддержания качества электрической энергии, соответствующего требованиям ГОСТ 32144-2013.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Quality of supply customer requirements. CIGRE. Working Group 37.28. June, 2001.*

2. Овсейчук В.А. *Федеральный закон «Об электроэнергетике». О необходимости*

внесения изменений или разработки нового закона // *Новости электроэнергетики*, 2015, № 1(91).

3. ГОСТ 13109-67. Электрическая энергия. Нормы показателей качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения.

4. Мельников Н.А. К вопросу о качестве электроэнергии // *Электричество*, 1968, № 5/ С. 1-6.

5. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014.

6. Targosz R., Chapman D. Application note. Cost of poor power quality. European Copper Institute. Leonardo Energy, 2015. URL: <http://www.leonardo-energy.org/resources/297/the-cost-of-poor-power-quality-5800e490f1e14>.

7. A. de Almeida, Moreira L., Delgado J. Power quality problems and new solutions, *Proceedings of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, Bilbao, Spain, 20-22 March, 2013.

8. Смирнов С.С., Коверникова Л.И. Влияние коммутаций элементов сети на режим высших гармоник // *Промышленная энергетика*, 2000, № 8. С. 45-48.

9. Презентация ПАО «Россети – Министерство энергетики». URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/>.

10. Чернышов М.О., Довгун В.П., Новиков В.В., Бруцкий С.В. Проблемы обеспечения качества электроэнергии в сетях коммерческих и офисных потребителей // *Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление: Сб. статей всероссийской конференции*. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. С. 225-228.

11. Добрусин Л.Н. Инвестиции в электроэнергетику России и программа повышения их эффективности. Доклад на VI Всероссийском энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке», Москва, 1-4 апреля 2008 г., Итоговые материалы.

12. Харлов Н.Н., Боровиков В.С. Итоги обследования режимов распределительных электрических сетей Сибири и юга России // *Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление: Сб. статей Всероссийской конф. «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление»*, 1-3 сентября 2015 г., Иркутск. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. С. 183-188.

13. Коверникова Л., Тульский В., Шамонов Р. Качество электроэнергии в ЕЭС России. Текущие проблемы и необходимые решения // *ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение*, 2016, № 2(35). С. 28-38.

14. Режим ЧС ввели в Могочинском районе из-за сбоя 17 двигателей и насоса в котельных // *Забайкальский рабочий*. URL: <http://забайкальский.рф/news/189133/>.

15. Железко Ю.С., Живов С.А. Применение скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии // *Промышленная энергетика*, 1990, № 11. С. 9-11.

16. Правила присоединения потребителей к сети общего назначения по условиям влияния на качество электроэнергии // *Промышленная энергетика*, 1991, № 8. С. 45-48.

17. Правила применения скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии // *Промышленная энергетика*, 1991, № 8. С. 49-51.

18. *Прейскурант № 09-01. Тарифы на электрическую и тепловую энергию*. М.: Прейскурантиздат, 1990.

19. В Главгосэнергонадзоре Минэнерго СССР // *Промышленная энергетика*, 1990, № 11. С. 52.

20. Судебная электротехническая экспертиза по делу № А78-1996/03-С1-26/48 Арбитражного суда Читинской области.

21. Соколов В.С., Ермилов М.А., Серков А.В., Громов А.В., Чернышова Н.В. Проблемы установления размера ответственности за ухудшение качества электрической энергии и пути их решения // *Промышленная энергетика*, 2000, № 8. С. 52-55.

22. Коверникова Л.И. Активные мощности нагрузок к сети высокого напряжения // Электричество, 2017, № 3. С.12-20.

Поступила в редакцию
06.02.2018 г.

L.I. Kovernikova, A.V. Serkov, R.G. Shamonov¹

ON ELECTRIC POWER QUALITY MANAGEMENT IN RUSSIA IN THE PAST, PRESENT AND FUTURE

The paper assesses the quality of electric power in the modern electrical networks of Russia and the status of the regulatory framework as regards the electric power quality, provides references to a successful experience of electric power quality management before the Law on Technical Regulation was passed, defines regulatory improvement proposals to create an electric power quality management system in the nearest future.

Keywords: electric power quality, low electric power quality effects, economic loss, regulations.

² Lidiya I. Kovernikova – Senior Researcher of the Electric Power System Department at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, *e-mail:* kovernikova@isem.irk.ru;
Alexey V. Serkov – Managing Partner at the «A. Serkov and Partners» lawyer's office, *e-mail:* aleserkov@list.ru;
Roman G. Shamonov – Deputy Head of the Operational Process Management Department, Head of the Electric Mode Department at the Federal Grid Company of Unified Energy System (PJSC FGC UES), PhD in Engineering, *e-mail:* shamonov-rg@fsk-ees.ru

УДК 621.311, 621.331

Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, А.В. Черепанов¹

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ, ПИТАЮЩИХ ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ ТРАНССИБА

В статье представлены результаты исследований, направленных на решение задач повышения качества электроэнергии в сетях, примыкающих к тяговым подстанциям Транссибирской железнодорожной магистрали. Ввиду значительного объема резкопеременной, нелинейной и однофазной тяговой нагрузки, а также пониженного уровня мощностей короткого замыкания в точках подключения отдельных тяговых подстанций показатели качества электрической энергии в этих сетях выходят за допустимые пределы. На основе полученных результатов предложены технические решения, позволяющие привести показатели качества электроэнергии к нормативным значениям. Из-за большого объема инвестиций необходима реализация целевой программы для решения масштабной проблемы улучшения качества электроэнергии в электрических сетях, примыкающих к тяговым подстанциям магистральных железных дорог переменного тока.

Ключевые слова: системы электроснабжения железных дорог, качество электроэнергии, интеллектуальные технологии управления.

Введение

Железнодорожный транспорт России является крупным потребителем энергоресурсов. По сети железных дорог ежегодно расходуется 5-6% вырабатываемой в РФ электроэнергии (ЭЭ). В электрических сетях, питающих тяговые подстанции (ТП) магистральных железных дорог, имеет место проблема пониженного качества ЭЭ. Особую актуальность эта проблема приобретает в восточных регионах РФ, где основная системообразующая электрическая сеть непосредственно связана с тяговыми подстанциями Транссиба [1-3]. Значительные величины резкопеременных, нелинейных и однофазных тяговых нагрузок, а также пониженные уровни мощностей короткого замыкания (КЗ) в точках подключения отдельных тяговых подстанций, приводят к тому, что показатели качества ЭЭ в этих сетях выходят далеко за допустимые пределы.

Результаты инструментальных измерений показателей качества электроэнергии (ПКЭ),

показывают, что на шинах высокого напряжения тяговых подстанций Транссиба имеют место значительные нарушения симметрии и синусоидальности напряжений [2, 3]. Средние за сутки значения коэффициентов несимметрии по обратной последовательности k_{2U} регулярно достигают 3-4%, а максимальные – 6-7%; аналогичные данные по суммарным коэффициентам гармонических составляющих k_U соответственно равны: 5-6 и 8-10%.

В качестве иллюстрации на рис. 1 представлены результаты синхронизированных измерений, выполненных на 7 подстанциях одной из магистральных железных дорог Восточной Сибири в 2011 г. при проведении предпроектных исследований, направленных на разработку методов и средств снижения несимметрии и гармонических искажений [4].

В последние годы в ИрГУПСе проводились комплексные исследования, направленные на создание методов мультифункционального моделирования электроэнергетических систем (ЭЭС) и систем электроснабжения железных

¹ Юрий Николаевич Булатов – доцент кафедры электроэнергетики и электротехники Братского государственного университета, к.т.н., доцент, *e-mail*: bulatovyuuga@yandex.ru;

Андрей Васильевич Крюков – профессор кафедры электроэнергетики транспорта Иркутского государственного университета путей сообщения (ИрГУПС), д.т.н., профессор, *e-mail*: and_kryukov@mail.ru;

Александр Валерьевич Черепанов – доцент кафедры электроэнергетики транспорта ИрГУПС, к.т.н., *e-mail*: santela89@mail.ru

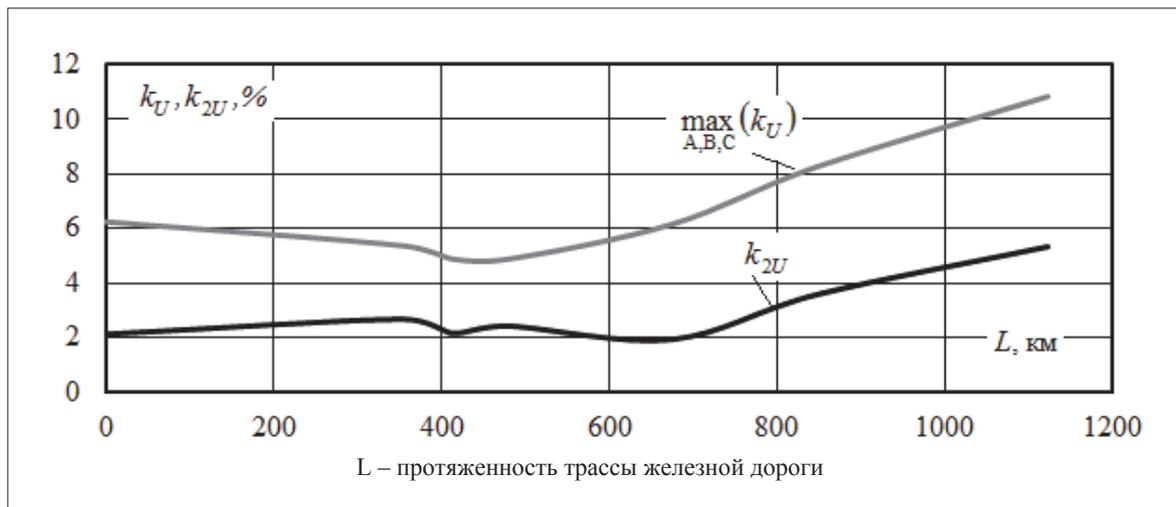


Рис. 1. Результаты синхронизированных измерений k_{2U} и k_U

дорог (СЭЖД) [5]. Предложен единый методологический подход к построению моделей элементов ЭЭС и СЭЖД, реализуемых решетчатыми схемами замещения [5]. На основе этого подхода реализованы методы и компьютерные технологии, отличительные особенности которых состоят в следующем [5, 6]:

- *мультифазность*, обеспечивающая моделирование однофазных, трехфазных, четырёхфазных, шестифазных систем и т.д.;
- *мультирежимность*, заключающаяся в возможности определения широкого спектра режимов ЭЭС и СЭЖД: нормальных, аварийных, несимметричных и несинусоидальных, а также предельных по статической аperiodической устойчивости;
- *мультизадачность*, состоящая в решении ряда дополнительных задач, таких как определение наведенных напряжений на смежные линии электропередачи (ЛЭП) и связи; расчет напряженностей электромагнитного поля, создаваемого ЛЭП и тяговыми сетями; параметрическая идентификация ЛЭП и трансформаторов по данным измерений, получаемых от устройств PMU WAMS; учет активных элементов Smart Grid при моделировании ЭЭС и СЭЖД; учет по-

верхностного эффекта, а также эффекта близости при моделировании токопроводов с массивными шинами.

Ниже дано краткое описание результатов проведенных исследований качества электроэнергии в сетях, примыкающих к тяговым подстанциям магистральных железных дорог переменного тока.

Методика моделирования

СЭЖД представляет собой объединение сложных подсистем: часть ЭЭС, примыкающая к ТП; система тягового электроснабжения (СТЭ) с тяговой сетью (ТС) 25 кВ или автотрансформаторная СТЭ 2×25 кВ; районы электроснабжения (РЭС) нетяговых и нетранспортных потребителей.

Функция СЭЖД определяется как централизованное электроснабжение тяги поездов и нетяговых потребителей. Для реализации этой функции необходимо обеспечить минимальные затраты на передачу и распределение электроэнергии; оптимальную надежность электроснабжения, а также нормативные значения ПКЭ.

Для моделирования режимов СЭЖД используются имитационные методы, при этом исследуемый интервал времени разбивается на малые промежутки, внутри которых пара-

метры СЭЖД считаются неизменными. Сопоставление измерений на реальных объектах и результатов компьютерного моделирования [5] показывает, что принятое допущение не вносит заметных погрешностей в результаты расчетов.

Алгоритм имитационного моделирования включает следующие этапы:

- расчет режимов для сформированных на основе заданного графика движения поездов схем, отвечающих дискретным моментам времени;
- определение интегральных показателей моделирования.

Алгоритм моделирования СЭЖД базируются на применении фазных координат и решетчатых схем замещения, обладающих полносвязной топологией [5].

Основные элементы, образующие трехфазно-однофазную сеть, могут быть разделены на две группы:

- элементы для транспорта электроэнергии: воздушные и кабельные линии электропередачи, токопроводы, тяговые сети;
- преобразовательные элементы – трансформаторы различных конструкций.

Указанные устройства можно обобщенно рассматривать как статические многопроводные элементы, которые можно представлять в виде набора проводов или обмоток с электромагнитными связями. Вопросы моделирования источников электроэнергии, электрических нагрузок, а также элементов, применяемых для регулирования режимов ЭЭС, рассмотрены в работах [5, 6].

Для моделирования переходных процессов и формирования концепции интеллектуальной системы управления качеством электроэнергии привлекались дополнительные программные средства Matlab и AnyLogic.

Негативные эффекты пониженного качества электроэнергии

Экономический ущерб от пониженного качества электроэнергии состоит из технологической и электромагнитной составляющих. Первая составляющая связана с тем, что выход ПКЭ за допустимые пределы может приводить к нарушению сложных технологических процессов, снижению качества выпускаемой продукции, уменьшению производительности рабочих механизмов. Вторая – определяется следующими факторами: возрастанием потерь ЭЭ; снижением надежности электроснабжения; уменьшением достоверности учета электроэнергии.

Снижение надежности обусловлено ускоренным тепловым и электрическим старением изоляции, а также сбоями в работе устройств релейной защиты и автоматики при искажениях качества ЭЭ [7, 8]. Наиболее опасными являются резонансные эффекты на высших гармониках. Ниже представлены некоторые аспекты негативного влияния пониженного качества ЭЭ, не представленные в известных авторам работах.

Влияние несимметрии на потери мощности. В реальных сетях изменение потерь активной мощности при вариациях уровня несимметрии может иметь сложный характер. Для количественного анализа данного эффекта проведено моделирование режимов сети 110 кВ. Расчеты проводились для четырех вариантов (табл. 1). В первых двух создавалась внешняя несимметрия путем включения несимметричной активной нагрузки на отправном конце ЛЭП. Нагрузка на приемном конце задавалась в виде отборов мощности или статических характеристик (СХН). В третьем и четвертом вариантах несимметрия создавалась различными нагрузками по фазам на приемном конце электропередачи, при этом суммарная мощность нагрузок не изменялась.

Сводные результаты

Внешняя несимметрия						Несимметричная нагрузка					
СХН			Отборы мощности			СХН			Отборы мощности		
Вариант 1			Вариант 2			Вариант 3			Вариант 4		
k_{2U} %	ΔP , кВт	$\delta \Delta P$, кВт	k_{2U} %	ΔP , кВт	$\delta \Delta P$, кВт	k_{2U} %	ΔP , кВт	$\delta \Delta P$, кВт	k_{2U} %	ΔP , кВт	$\delta \Delta P$, кВт
0	830	0	0	999	0	0	830	0	0	1002	0
1,96	814,4	-15,6	2,19	1027	28	0,84	850	20	1,15	1063	61
4,27	797,2	-32,8	4,8	1062	63	1,68	910,6	80,6	2,3	1254	252
8,37	768,1	-61,9	6,82	1097	98	4,18	1330	500	6,32	3190	2188
-	-	-	9,48	1150	151	-	-	-	-	-	-

На основе полученных результатов (табл. 1) можно сделать вывод о том, что величина дополнительных потерь $\delta \Delta P$ и характер зависимостей $\delta \Delta P = \delta \Delta P(k_{2U})$ зависят от способа создания несимметрии и режима узла нагрузки. При наличии внешней несимметрии зависимость $\delta \Delta P = \delta \Delta P(k_{2U})$ близка к линейной. Если несимметрия создается различными нагрузками по фазам, то данная зависимость становится близкой к квадратичной. Наблюдается рост суммарных потерь ΔP при увеличении уровня несимметрии во всех вариантах, кроме первого, в котором нагрузка задавалась статическими характеристиками, а несимметрия создавалась резистором, включенным между фазами А и В.

Несимметричные режимы асинхронной нагрузки. Из-за несимметрии токов и напряжений возникают два эффекта, которые вызываются асинхронной нагрузкой (АН):

- симметрирующий эффект;
- увеличение потерь в сети из-за роста токов обратной последовательности, потребляемых АН в несимметричных режимах.

Для анализа указанных эффектов выполнено моделирование режимов фидера электрической сети, питание которого осуществлялось от подстанции РЭС, на шинах 0,4 кВ которой наблюдалась заметная несимметрия.

Моделирование проводилось с помощью программного комплекса (ПК) Fazonord [5] с использованием модели АН в двух вариантах:

- АН представлена моделью в фазных координатах, сформированной по методике работы [5];
- АН представлена эквивалентной статической нагрузкой.

Результаты моделирования дали возможность сформулировать следующие выводы:

- асинхронная нагрузка уменьшает несимметрию на приемном конце ЛЭП, в расчетном примере снижение достигало 32%;
- в несимметричном режиме работы сети, питающей АН, увеличиваются потери из-за роста тока обратной последовательности, потребляемого АН. В расчетном примере активные потери выросли на 3%, а реактивные – на 3,5%. В сложных сетях с большим числом узлов асинхронной нагрузки возрастание потерь в абсолютном исчислении может достигать десятков мегаватт. Поэтому эффект увеличения потерь в несимметричных режимах работы сетей, питающих узлы АН, следует учитывать при планировании режимов и разработке мероприятий по повышению энергоэффективности и улучшению ПКЭ.

Влияние несимметрии на работу релейной защиты. В некоторых устройствах релейной защиты ЛЭП 110-220 кВ для идентификации аварийных режимов используются токи обратной I_2 и нулевой I_0 последовательностей. В сетях 110-220 кВ, питающих тяговые подстанции 2×25 кВ, возможно появление токов I_2 , значительно превышающих токи прямой последовательности I_1 в нормальных режимах работы [9]. Такой эффект был обнаружен при моделировании режимов одной из ЭЭС Восточной Сибири, которое проводилось для решения вопросов настройки цифровых устройств релейных защит ТП 2×25 кВ и питающих ЛЭП 110 кВ. Моделирование в программном комплексе Fazonord показало, что максимальное значение коэффициента несимметрии токов по обратной последовательности k_{2i} достигает 1500%. Теоретический анализ данного эффекта приведен в работе [9] и сделан вывод о том, что в трехфазных сетях, имеющих параллельные линии с резервными переключателями, при однофазных нагрузках, включенных на линейные напряжения, могут протекать токи I_2 при практическом отсутствии токов I_1 . Такие ситуации характерны для сетей, питающих тяговые подстанции 2×25 кВ. Учет таких ситуаций необходим при проектировании, настройке и эксплуатации релейных защит, использующих токи обратной последовательности.

Резонансные явления на частотах высших гармоник. Резонансные процессы могут создавать значительные проблемы для электрооборудования СЭЖД. На частоте 50 Гц наблюдаются резонансы, приводящие к повреждению оборудования и возникающие из-за наведенного напряжения в смежных линиях: трехпроводной 10 кВ и 27,5 кВ, выполненной по схеме «два провода – рельс». Резонансы в СЭЖД могут иметь место и на частотах высших гармоник. Подробный анализ таких резонансных процессов приведен в работе [10]. Результаты имитационного моделирования реальной СЭЖД и данные натурных измерений

показывали наличие резонансов на частотах 21-23-й гармоник со смещением на 27-29-ю гармонику в коротких межподстанционных зонах (МПЗ). В случае трехпутных ТС резонансы приходятся на 21-23-ю гармонику даже при сравнительно коротких МПЗ.

Методы улучшения качества электроэнергетики

Проблема улучшения качества электроэнергии в сетях, примыкающих к тяговым подстанциям, может решаться путем построения системы управления режимами СЭЖД. Глобальная цель такого управления состоит в бесперебойном, энергоэффективном и качественном электроснабжении тяги поездов и нетяговых потребителей. Реализация этой цели требует решения следующих задач:

- обеспечение уровней напряжения на токоприемниках электроподвижного состава (ЭПС), требуемых нормативными документами;
- снижение до оптимальных значений уравнивающих токов и потерь электроэнергии в тяговых сетях и РЭС;
- соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 показателей качества электроэнергии в точках общего присоединения СЭЖД и питающей ЭЭС.

Структурная схема процесса функционирования СЭЖД показана на рис. 2.

Для решения проблемы пониженного качества электроэнергии могут использоваться технические средства, приведенные в табл. 2. Следует отметить многофункциональность значительной части этих устройств. Так, например, источники реактивной мощности, имеющие пофазное управление, могут эффективно применяться не только для стабилизации уровней напряжения, но и для снижения несимметрии в питающих сетях, а также сетях районов электроснабжения нетяговых потребителей. Установки распределенной генерации

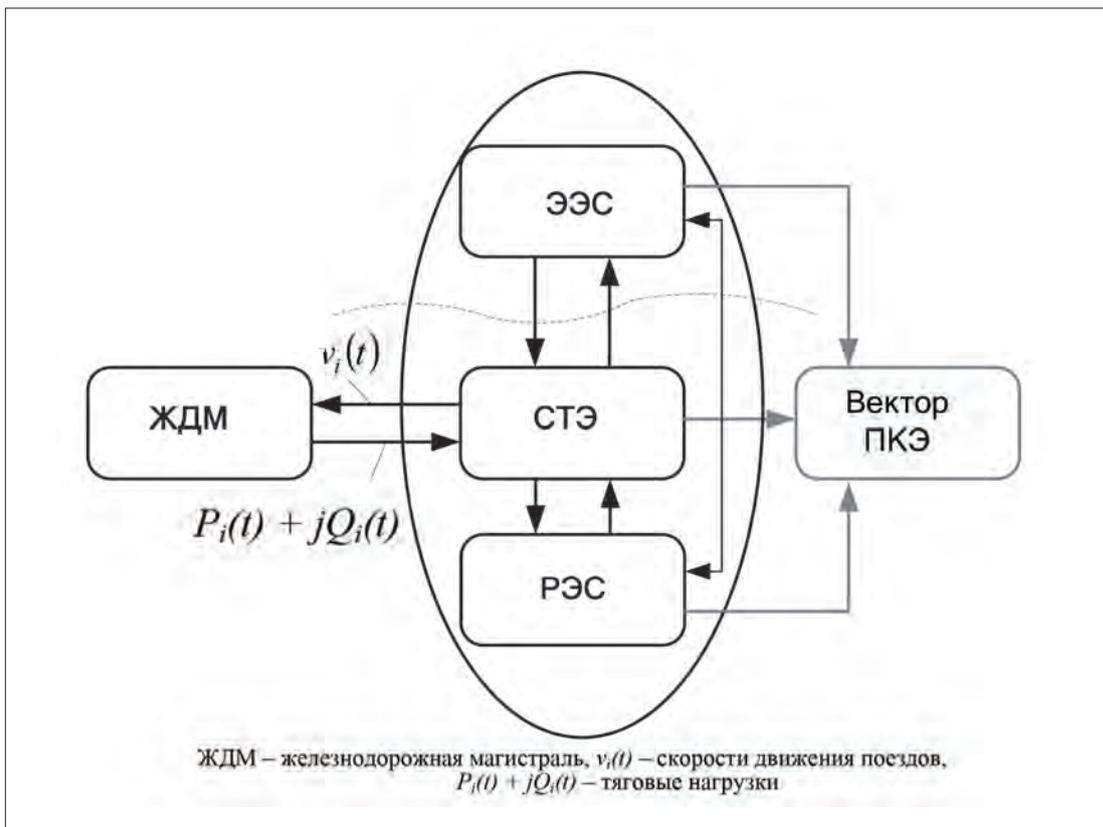


Рис. 2. Структура схема процесса функционирования СЭЖД

(РГ), генераторы которых снабжены согласованно настроенными регуляторами возбуждения и частоты, позволяют не только стабилизировать уровни напряжений в сетях РЭС,

но и дают возможность устранить фликер [11]. Поэтому для ряда технических средств можно выделить основные и дополнительные функции, табл. 2.

Таблица 2

Основные и дополнительные функции технических средств по улучшению качества ЭЭ

Решаемые задачи	Основные технические средства	Дополнительные технические средства
Стабилизация уровней напряжения в тяговой сети	Управляемые источники реактивной мощности (ИРМ) однофазного исполнения в ТС [1]	Накопители энергии, установки распределенной генерации
Снижение отклонений напряжения на шинах 6(10, 35) – 110-220 кВ ТП	Накопители энергии [10], пофазно управляемые ИРМ [1]	Установки РГ, вставки постоянного тока, энергетические роутеры [12]
Уменьшение несимметрии напряжения на шинах 6(10, 35) – 110-220 кВ ТП	Однофазные ИРМ в ТС и пофазно управляемые ИРМ на шинах 6(10, 35) – 110-220 кВ ТП, вставки постоянного тока, энергетические роутеры	Установки РГ, симметрирующие трансформаторы, устройства симметрирования на основе схемы Штейнмеца [13]
Снижение гармонических искажений на шинах 6(10, 35) – 110-220 кВ	Активные кондиционеры гармоник (АКГ) [1], пассивные фильтры высших гармоник	Вставки постоянного тока, энергетические роутеры
Фликер в сетях 0,4 кВ РЭС при наличии установок РГ [11]	Согласованно настроенные регуляторы возбуждения и частоты генераторов [14]	Энергетические роутеры

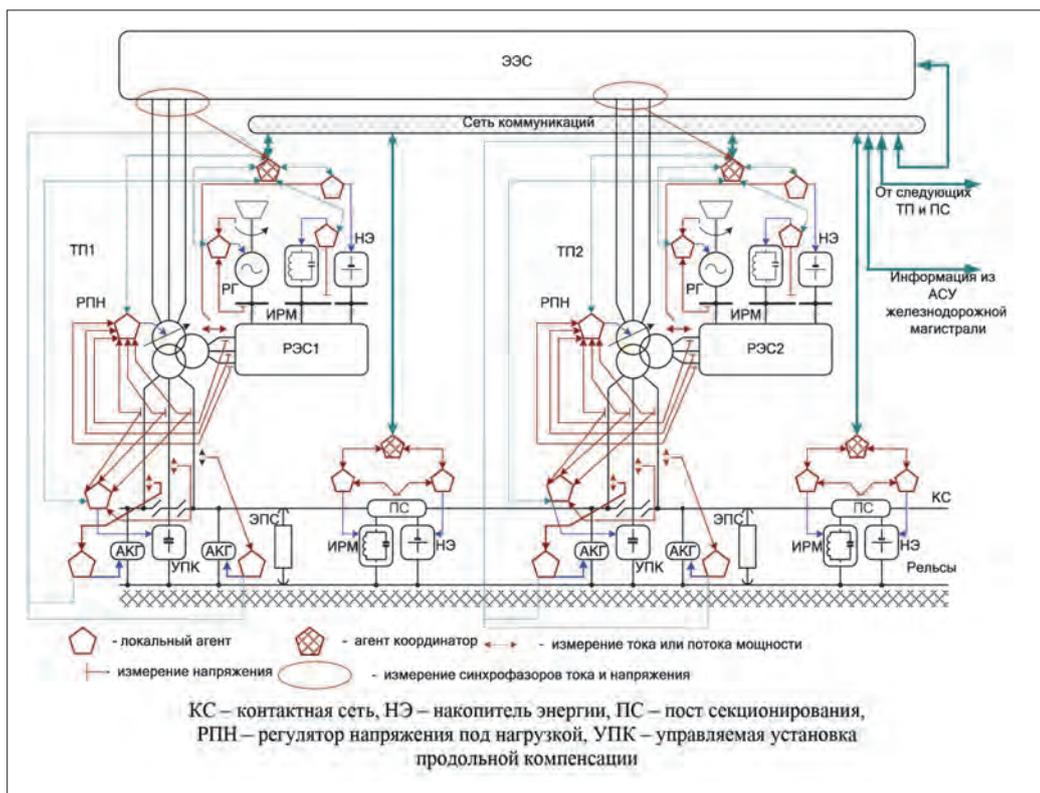


Рис. 3. Структурная схема МАСУ

Управляемые ИРМ. За счет применения регулируемых ИРМ, обеспечивающих время реагирования порядка 5-20 мс, могут быть значительно уменьшены колебания напряжения. Отклонения и колебания напряжения могут быть снижены также путем применения накопителей энергии, которые позволяют существенно улучшить показатели, характеризующие нестационарность режима СТЭ [10].

На основе применения пофазно управляемых ИРМ возможно получить двукратное снижение коэффициента несимметрии напряжения на шинах питающего напряжения тяговых подстанций. Степень снижения несимметрии зависит от размеров движения поездов, мощности короткого замыкания и наличия на межподстанционных зонах больших уклонов.

Активные кондиционеры гармоник. Одним из наиболее эффективных средств снижения гармонических искажений являются активные кондиционеры гармоник (АКГ). Результаты

моделирования реальных систем электроснабжения магистральных железных показали, что на основе АКГ, установленных на плечах питания тяговой сети, уровни несинусоидальности на шинах 110-220 кВ ТП могут быть снижены до нормативных пределов [1].

Моделирование перспективных режимов системы электроснабжения одной из магистральных железных дорог Восточной Сибири показало, что без применения средств улучшения качества электроэнергии максимальные значения коэффициентов гармонических составляющих k_U лежат в пределах 2,3-23%, причем только на двух ТП из 30 величина k_U не превышает предельно допустимого значения. При размещении 48-ми блоков однофазных АКГ на вводах 27,5 кВ ТП максимум k_U на шинах 220 кВ не превышал 1,9%.

Энергетические роутеры. Перспективным направлением развития интеллектуальных сетей является применение в системах электро-

снабжения (СЭС) энергетических роутеров (ЭР), построенных с использованием высокочастотных твердотельных трансформаторов [12]. ЭР выполняет следующие функции: управление потоками электроэнергии; осуществление обмена информацией; интеграция установок распределенной генерации в СЭС [12]. Кроме этого, внедрение ЭР в СЭС позволяет повысить надежность электроснабжения потребителей и качество электроэнергии. В роутерах, подключаемых к СЭС среднего напряжения, как правило, используется схема с твердотельным трансформатором. Результаты исследований, выполненных для РЭС нетяговых потребителей, показали, что применение энергороутера полностью устраняет проблемы с качеством электроэнергии. Для рассмотренного примера на шинах 6 кВ ЭР максимальные значения коэффициентов k_{2U} , k_U достигали соответственно 11 и 4%. На шинах 0,4 кВ энергороутера эти величины составляли 0,1 и 0,05%.

Кроме того, энергетический роутер обеспечивает надежную интеграцию в систему электроснабжения установок распределенной генерации, в том числе реализованных на базе возобновляемых источников энергии.

Устранение фликера. Применение установок РГ позволяет разгрузить сети, что способствует снижению потерь электрической энергии, повышению надежности электроснабжения и качества ЭЭ. Однако генераторы небольшой мощности могут вызывать колебания напряжения, которые приводят к появлению фликера [15, 16]. Этот эффект обычно проявляется при резком снижении напряжения в узле присоединения генератора РГ [16]. Проведенные исследования [11] показали, что применение прогностических алгоритмов управления в согласованно настроенных регуляторах возбуждения и частоты установок РГ позволяет устранить фликер. Среднее значение дозы фликера в относительных единицах (о.е.) для нерегулируемых генераторов РГ достигает 79 о.е., а при использовании согласо-

ванно настроенных прогностических регуляторов возбуждения и частоты [11] снижается до 0,6 о.е.

Проблема пониженного качества электроэнергии в СЭЖД может быть эффективно решена на основе применения концепции интеллектуальных электрических сетей (Smart Grid) и мультиагентных технологий [17]. Структурная схема мультиагентной системы управления (МАСУ) режимами СЭЖД представлена на рис. 3. Мультиагентная система включает несколько взаимодействующих интеллектуальных агентов, обладающих следующими характеристиками:

- автономность, заключающаяся в том, что агенты, хотя бы частично, являются независимыми;
- ограниченность представления: у каждого из агентов нет полной информации об объекте управления и внешней среде, так как объект настолько сложен, что полное знание о нем не имеет практического значения для агента;
- децентрализация – отсутствуют агенты, осуществляющие управление всем объектом.

В мультиагентных системах могут проявляться свойства самоорганизации и сложного поведения даже при простых стратегиях действий отдельных агентов.

В работе [17] приведены результаты моделирования мультиагентной системы управления установками распределенной генерации, работающими на основе синхронных генераторов, в которой агенты имели следующий базовый набор свойств:

- активность – способность к организации и реализации воздействий на объект управления, а также на другие агенты;
- реактивность – восприятие состояния объекта через датчики и сообщения от других агентов;
- автономность – относительная независимость от окружающей среды, а также

наличие «свободы воли» у некоторых агентов, обуславливающей их собственное поведение;

- общительность, обеспечиваемая развитыми протоколами коммуникации и позволяющая отдельному агенту решать свои задачи совместно с другими;
- целенаправленность, предполагающая наличие собственных источников мотивации.

Результаты моделирования МАСУ установками РГ в РЭС, полученные в среде AnyLogic, показали снижение времени регулирования на 91% и величины перерегулирования на 10%, а также улучшение ПКЭ и качества переходного процесса [17].

Заключение

Проблема пониженного качества электроэнергии в СЭЖД переменного тока может быть эффективно решена на основе комплексного подхода, включающего следующие сегменты:

- применение технических средств для улучшения ПКЭ;
- усиление сетей 110-220 кВ, питающих тяговые подстанции, подключенных к узлам с пониженным уровнем мощностей КЗ.

Ввиду значительного объема инвестиций для решения этой проблемы необходима реализация целевой программы с привлечением средств госбюджета, ОАО «РЖД», ПАО «Россети» и частных инвесторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Оперативное управление в системах электроснабжения железных дорог / В.П. Закарюкин, А.В. Крюков, В.А. Ушаков, В.А. Алексеенко. Иркутск: ИрГУПС, 2012. 129 с.*
2. *Смирнов С.С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения. Новосибирск: Наука, 2010. 327 с.*
3. *Мустафа Г.М., Гусев С.И., Ершов А.М. и др. Расчет мощности активного фильтросимметрирующего устройства для нормализации напряжения на шинах ПС 220 кВ Сковородино // Электрические станции. № 3. 2015. С. 46-53.*
4. *Долгов А.П., Кандаков С.А., Закарюкин В.П. Улучшение качества электроэнергии в системах внешнего электроснабжения железных дорог Восточной Сибири // Электрификация и развитие инфраструктуры энергообеспечения тяги поездов на железнодорожном транспорте. СПб, 2011. С. 37-38.*
5. *Закарюкин В.П., Крюков А.В. Методы совместного моделирования систем тягового и внешнего электроснабжения железных дорог переменного тока. Иркутск: ИрГУПС, 2011. 170 с.*
6. *Закарюкин В.П., Крюков А.В. Мультифункциональный подход к моделированию электроэнергетических систем // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. № 4(40). 2013. С. 100-107.*
7. *Управление качеством электроэнергии / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов и др.. М.: Изд. дом МЭИ, 2006. 320 с.*
8. *Электромагнитная совместимость потребителей / И.В. Жежеленко, А.К. Шидловский, Г.Г. Пивняк и др.. М.: Машиностроение, 2012. 351 с.*
9. *Закарюкин В.П., Крюков А.В., Бардушко В.Д. Токи обратной последовательности в трехфазных сетях с однофазными нагрузками // Вестник РГУПС. № 1. 2009. С. 122-125.*
10. *Закарюкин В.П., Крюков А.В., Черепанов А.В. Интеллектуальные технологии управления качеством электроэнергии. Иркутск: ИРНИТУ, 2015. 218 с.*
11. *Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Устранение фликера в сетях с установками распределенной генерации на основе согласованно настроенных регуляторов // Системы. Методы. Технологии. 2017. № 4 (36). С. 108-114.*

12. Арсентьев Г.О., Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Применение энергоузелов в системах электроснабжения с распределенной генерацией // Электроэнергетика глазами молодежи – 2017. В 3-х т. Т. 3. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. С. 143-146.

13. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Авдченко И.М. Моделирование систем тягового электроснабжения, оснащенных симметрирующими трансформаторами. М.; Берлин: Директ-Медиа, 2017. 168 с.

14. Bulatov N.Yu., Kryukov A.V. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). IEEE Conference Publications. 2016. P. 1-6.

15. Воронай Н.И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах: <http://www.combienergy.ru/stat/983-Raspredeleonnaya-generaciya-v-elektroenergeticheskikh-sistemah> (дата обращения 17.04.2017).

16. Barker Ph. P., De Mello R.W. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems // 2000 IEEE PES Summer Meeting, Seattle, WA, USA, July 11-15, 2000, p. 222-233.

17. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. A multi-agent control system of distributed generation plants // Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2017. International Conference on. 2017. P. 1-7.

Поступила в редакцию
26.01.2018 г.

Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov, A.V. Cherepanov²

ELECTRICITY QUALITY IN HIGH-VOLTAGE ELECTRIC NETWORKS FEEDING TRACTIVE SUBSTATIONS OF THE TRANS-SIBERIAN RAILWAY

The article presents the results of studies aimed at solving the problems of increasing the quality of electricity in networks adjacent to traction substations of the Trans-Siberian Railway. In view of the significant volume of the sharply variable, non-linear and single-phase traction load, as well as the reduced level of short-circuit capacity at the points of connection of individual traction substations, the electrical power quality indicators in these networks far exceed the permissible limits. Based on the results obtained, technical solutions have been proposed that allow to bring the indicators of the quality of electricity to the normative values. Because of the large amount of investments, it is necessary to implement a targeted program to address the large-scale problem of improving the quality of electricity in electric networks adjacent to the traction substations of the main AC railroads

Keywords: power supply systems of railways, quality of electric power, intelligent control technologies.

² Yury N. Bulatov – Associate Professor of the Department of Electrical Engineering and Electrical Power Engineering at the Bratsk State University, PhD in Engineering, Associate Professor, *e-mail:* bulatovyura@yandex.ru;

Andrey V. Kryukov – Professor of the Department of Transport Electrical Power Engineering at the Irkutsk State Transport University, Doctor of Engineering, Full Professor, *e-mail:* and_kryukov@mail.ru;

Alexander V. Cherepanov – Associate Professor of the Transport Electrical Power Engineering at the Irkutsk State Transport University, PhD in Engineering, *e-mail:* santela89@mail.ru

УДК 621.311.238

А.В. Максимов, И.Е. Васютин¹

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК ЯПОНСКОГО КОНЦЕРНА KAWASAKI HEAVY INDUSTRIES В РОССИЙСКИХ УСЛОВИЯХ

В статье рассматривается опыт эксплуатации генерирующих установок японского концерна Kawasaki Heavy Industries в фактических режимно-балансовых ситуациях, отличных от предусмотренных проектными решениями, в рамках действующего тарифного регулирования и законодательства, регулирующего сферу производства электро- и теплоэнергии.

Ключевые слова: газотурбинные установки (ГТУ), мини-ТЭЦ, о. Русский, тепловая и электрическая энергия, режимно-балансовая ситуация.

Введение

Акционерным обществом «Дальневосточная энергетическая управляющая компания» (далее АО «ДВЭУК») в рамках реализации Федеральной целевой программы «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Забайкалья на период до 2013 года» построен и введен в эксплуатацию энергетический кластер на о. Русский, г. Владивостока, включающий в себя три высокотехнологичных малых теплоэлектроцентрали (далее мини-ТЭЦ):

- мини-ТЭЦ «Северная», установленная мощность: электрическая 3,6 МВт, тепловая – 10,836 Гкал/ч;
- мини-ТЭЦ «Центральная», установленная мощность: электрическая 33 МВт, тепловая – 123,3 Гкал/ч;
- мини-ТЭЦ «Океанариум», установленная мощность: электрическая 13,2 МВт, тепловая – 29,54 Гкал/ч.

Ключевой особенностью вышеуказанных мини-ТЭЦ является наличие в парковом составе основного оборудования иностранного производства – газотурбинных установок (ГТУ) японского концерна Kawasaki Heavy Industries и голландской компании OPRA Turbines.

Требования к установленным электрическим и тепловым мощностям источников генерации определены проектными решениями на основании заявок потребителей на выдачу технических условий по подключению к электро- и теплосетям. Источники генерации предусмотрены под обеспечение энергоснабжения объектов федерального значения, возведенных к проведению в сентябре 2012 г. саммита Азиатско-Тихоокеанского экономического сотрудничества и иных объектов, вводимых в эксплуатацию в рамках развития инфраструктуры о. Русский.

Режимы производства электрической и тепловой энергии

Существующий энергетический кластер осуществляет теплоснабжение ряда объектов:

- от мини-ТЭЦ «Центральная» – кампуса Дальневосточного федерального университета, участка полиции № 9, филиала Пожарно-спасательной академии и автономной системы резервного водоснабжения с использованием опреснительных установок КГУП «Приморский водоканал», с общей договорной нагрузкой 93,122 Гкал/ч;

¹ Анатолий Викторович Максимов – первый заместитель генерального директора – главный инженер АО «ДВЭУК», тел: (423) 279-12-41; Иван Евгеньевич Васютин – заместитель начальника службы производственного планирования и контроля АО «ДВЭУК», e-mail: vasyutin_ie@dveuk.ru

Таблица 1

Состав и технические характеристики генерирующих установок

Наименование	Мини-ТЭЦ «Северная»	Мини-ТЭЦ «Центральная»	Мини-ТЭЦ «Океанариум»
Газотурбинные установки (ГТУ)			
Тип ГТУ	OPRA DTG 1,8	Kawasaki GPB 70D	Kawasaki GPB 70D
Количество ГТУ	2	5	2
Установленная мощность ГТУ, МВт:			
– на основном виде топлива (природный газ)	1,8	6,6	6,6
– на аварийном виде топлива (дизельное топливо)	1,8	5,8	5,8
Установленная мощность котла-утилизатора, МВт/Гкал/ч	4,3/3,698	10,68/9,18	10,68/9,18
Пиковые водогрейные котлы (ПВК)			
Тип ПВК	Термотехник ТТ 100	Термотехник ТТ 100	Термотехник ТТ 100
Количество ПВК	2	6	2
Установленная мощность ПВК, МВт/Гкал/ч	2,0/1,72	15,0/12,9	6,5/5,59

– от мини-ТЭЦ «Океанариум» – научно-образовательного комплекса «Приморский океанариум», с договорной нагрузкой потребителя – 18,16 Гкал/ч и резервной нагрузкой для потребителя первой категории надежности – 11,18 Гкал/ч.

Ввиду отсутствия потребителей и в ожидании развития инфраструктуры о. Русский основное и вспомогательное оборудование мини-ТЭЦ «Северная» выведено из эксплуатации (переведено в режим консервации). В период прохождения отопительных периодов мини-ТЭЦ «Центральная» через присоединенную магистральную тепловую сеть осуществляет теплоснабжение мини-ТЭЦ «Северная» для обеспечения собственных нужд (подогрев баков дизельного топлива базового склада для поддержания нормативного состояния аварийного запаса топлива и иных нужд).

Отпуск электрической энергии от источников генерации производится на розничном рынке электрической энергии (мощности) в рамках договора купли-продажи с гарантиру-

ющим поставщиком на территории Приморского края – ПАО «ДЭК». Фактический состав генерирующих установок в разрезе объектов генерации приведен в табл. 1.

Основным режимом работы данных мини-ТЭЦ является комбинированная выработка электрической и тепловой энергии (режим когенерации) на базе газотурбинных установок с использованием теплоты уходящих газов в котлах утилизаторах для подогрева сетевой воды на нужды теплоснабжения присоединенных к магистральной тепловой сети потребителей.

Турбина (рис. 1) приводится в действие за счет энергии производимой в результате сгорания газа. Данная турбина имеет 4 ступени (4 комплекта турбинных сопел и лопаток). Для того чтобы справиться с высокой температурой продуктов горения, установлены сопла и лопатки первых ступеней воздушного типа, охлаждаемые отбираемым от компрессора воздухом, а также используется специальный металл с сопротивлением высокой температуре и покрытие, создающее термический ба-



Рис. 1. Турбина ГТУ

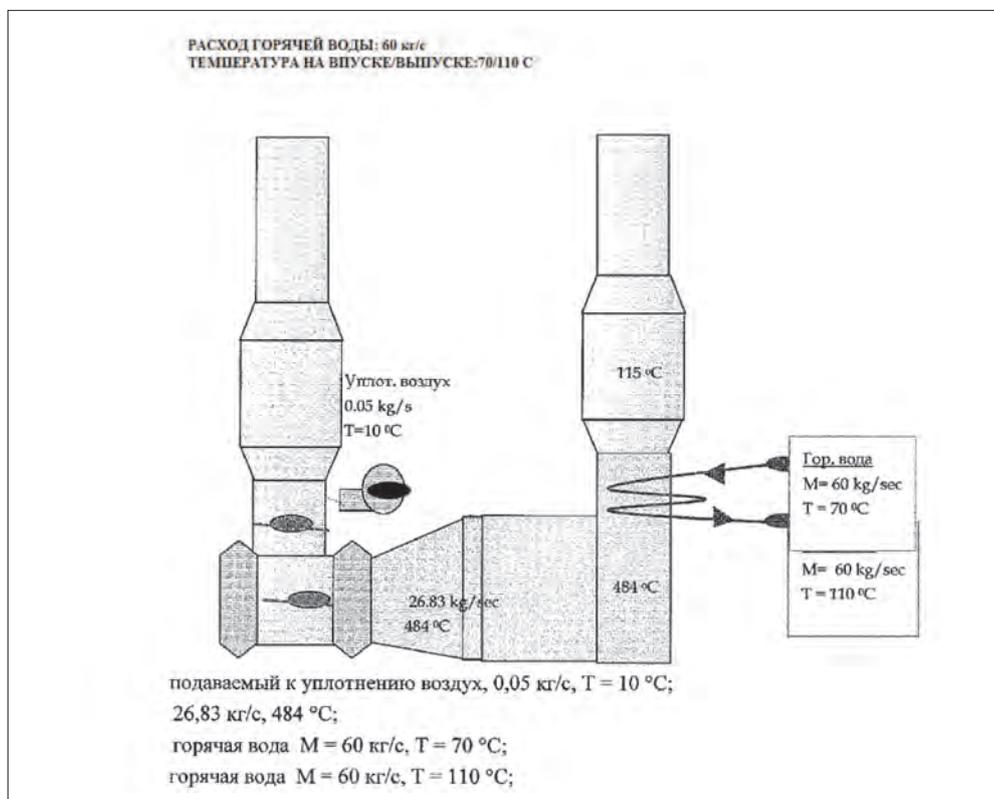


Рис. 2. Котел-утилизатор после ГТУ Kawasaki GPB 70D

рьер. Турбинные диски соединены в осевом направлении распорными болтами. Горизонтальная разъемная крышка корпуса турбины облегчает выполнение работ по техническому обслуживанию.

С целью обеспечения работы установки на режимах запуска, набора мощности и номинального и максимального режимов работы при всех климатических условиях газотурбинным установкам необходима подача природного газа с давлением 2,1 МПа. На источниках генерации мини-ТЭЦ «Центральная» и «Океанариум» установлены дожимные компрессорные станции типа VWFD-5.1/8-23 производства КНР в количестве 6 и 3 единиц соответственно, которыми природный газ компримируется с 1,2 до 2,1 МПа и подается на газотурбинные установки.

Система утилизации теплоты уходящих газов выполнена на базе котла-утилизатора типа ROSINK ECO-SPI-5,5 сингапурской компании EUROASIATIC (рис. 2). Отработавший газ от газовой турбины подводится к котлу-утилизатору посредством байпасной (обходной) системы выхлопных газов. Такая система состоит из байпасного (обходного) канала с заслонкой, что может обеспечивать подачу отработанных газов к байпасному пучку труб посредством

глушителя этих газов. Байпасный пучок установлен на стальной опорной конструкции, а глушитель подвешен под ней. Впускной и выпускной каналы байпасной заслонки снабжены компенсаторами теплового расширения.

В газотурбинных установках типа Kawasaki GPB 70D коэффициент использования теплоты (КИТ) топлива достигает 85% и более при условии достижения максимальной загрузки котла утилизатора и номинальной мощности газотурбинной установки. Основным недостатком применения данного типа газотурбинных установок является возможность достижения максимально возможного КИТ только при максимальной величине тепловой нагрузки. Если теплотребление присоединенными потребителями не осуществляется или осуществляется в неполном объеме, то либо ГТУ должна осуществлять работу с выбросом теплоты уходящих газов в атмосферу, либо ГТУ необходимо останавливать и покрывать существующую электрическую нагрузку за счет перетока от энергосистемы, что невозможно исходя из необходимости соблюдения плановых показателей выработки и отпуска электрической энергии.

Максимальная электрическая мощность газотурбинной установки зависит от температу-

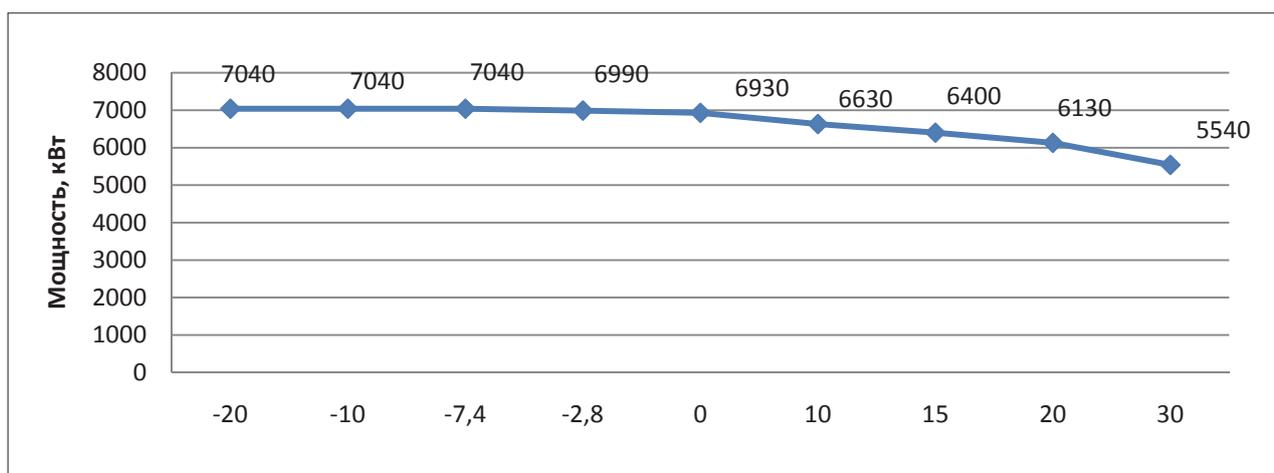


Рис. 3. График зависимости мощности ГТУ от температуры окружающего воздуха

Таблица 2

Показатели наработки ГТУ

Генерирующие установки	Эквивалентное число часов наработки	Нормативное число часов наработки до проведения обслуживания/ремонта	Требуемый вид ремонта/технического обслуживания по достижению нормативной наработки
ГТУ ст. 1 мини-ТЭЦ «Центральная»	7533	7600	Инспекция горячей части на базе среднего ремонта
ГТУ ст. 2 мини-ТЭЦ «Центральная»	7355	7400	Инспекция горячей части на базе среднего ремонта
ГТУ ст. 3 мини-ТЭЦ «Центральная»	7090	7300	Инспекция горячей части на базе среднего ремонта
ГТУ ст. 4 мини-ТЭЦ «Центральная»	7930	10000	Бороскопная инспекция на базе технического обслуживания
ГТУ ст. 5 мини-ТЭЦ «Центральная»	9486	10000	Бороскопная инспекция на базе технического обслуживания
ГТУ ст. 1 мини-ТЭЦ «Океанариум»	2287	3500	Бороскопная инспекция на базе технического обслуживания
ГТУ ст. 2 мини-ТЭЦ «Океанариум»	3112	3500	Бороскопная инспекция на базе технического обслуживания

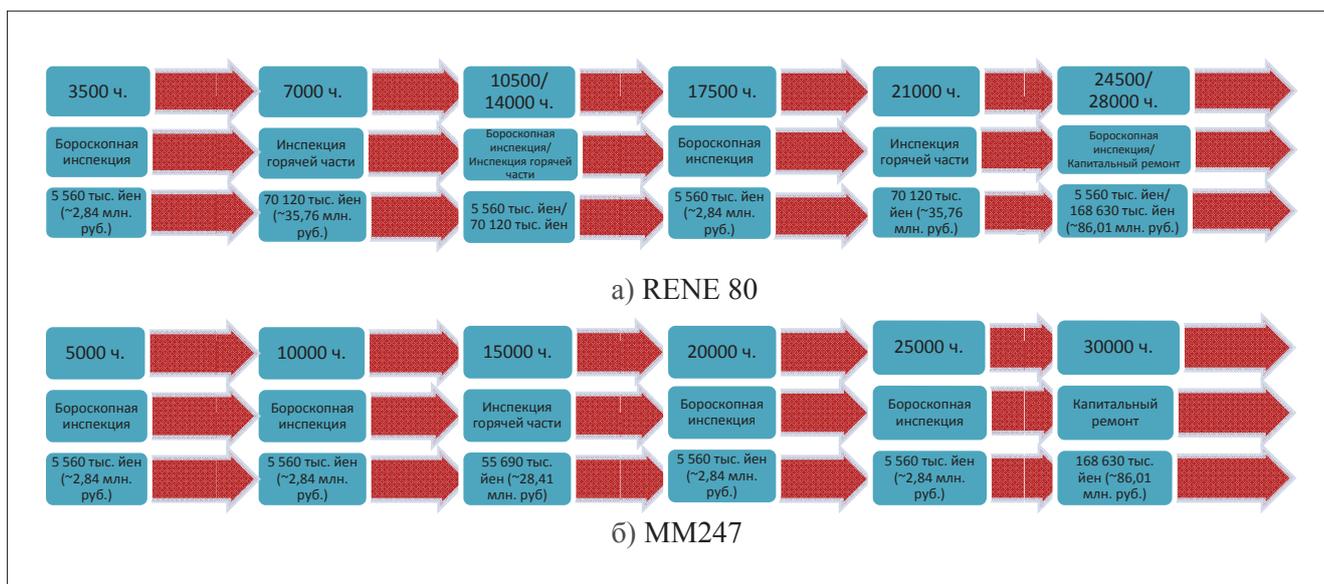


Рис. 4. Уровни инспекции при наработке эквивалентного числа часов в зависимости от типа установленных лопаток

Таблица 3

Основные показатели действующего режима теплоснабжения

Объекты генерации	Единица измерения	Установленная тепловая мощность	Договорная присоединенная тепловая мощность	Максимальная фактически потребляемая тепловая мощность
Мини-ТЭЦ «Северная»	Гкал/ч	10,836	0	0
Мини-ТЭЦ «Центральная»	Гкал/ч	123,3	93,122	37,77
Мини-ТЭЦ «Океанариум»	Гкал/ч	29,54	18,16 (11,18 резерв)	6,24

ры наружного воздуха. График зависимости мощности от температуры окружающего воздуха приведен на рис. 3.

Текущее эксплуатационное состояние газотурбинных установок

В основном режиме газотурбинные установки осуществляют выработку и отпуск электрической энергии с апреля 2015 года. Эквивалентное число часов наработки в разрезе генерирующих установок в конце ноября 2017 г. приведено в табл. 2.

Заводом-изготовителем установлена периодичность инспекций и выполнения различных видов технического обслуживания и ремонтов в зависимости от эквивалентного числа часов наработки газотурбинной установки. Уровень инспекции наработки эквивалентного числа часов также зависит от типа установленных лопаток на первой ступени турбины – RENE 80 (рис. 4а) или MM247 (рис. 4б).

Средняя стоимость обслуживания эквивалентного часа наработки газотурбинной установки во всем производственном цикле установлена японским концерном Kawasaki Heavy Industries в размере 8219 иен (приблизительно 4191 руб. по курсу ЦБ РФ на 30.11.2017).

Режимно-балансовая ситуация: существующие проблемы

Проектными решениями предусмотрена круглогодичная загрузка имеющихся газотурбинных установок с обеспечением необ-

ходимого резервирования и покрытие пиковых тепловых нагрузок в период прохождения зимнего максимума пиковыми водогрейными котлами.

Режимы работы источников генерации необходимо задавать исходя из загрузки ГТУ в максимально возможном когенерационном режиме, для эффективного комбинированного производства электрической и тепловой энергии и покрытия пиковых тепловых нагрузок в период прохождения зимнего максимума пиковыми водогрейными котлами. Базовым показателем для планирования режимов работы генерирующих установок является режим теплоснабжения потребителей.

Выработка и отпуск электрической энергии от источников генерации производится в рамках объемов, установленных регулирующим органом в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии по субъектам Российской Федерации на соответствующий период. При необходимости газотурбинные установки вводятся в работу для исполнения поступивших команд от филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ. Существующий режим теплоснабжения (табл. 3) не позволяет на эффективном уровне производить загрузку генерирующих установок, что приводит к росту себестоимости производимых ресурсов.

Коэффициент использования установленной тепловой мощности по мини-ТЭЦ «Центральная» по итогам 2016 г. составил 14%, мини-ТЭЦ «Океанариум» – 6%.

Установленные генерирующие мощности пиковых водогрейных котлов в полном объеме позволяют покрыть тепловую нагрузку существующих потребителей. Текущий режим теплоснабжения обеспечивает полный объем когенерационной выработки с максимально достижимым КИТ только тремя единицами газотурбинных установок на мини-ТЭЦ «Центральная» в период прохождения отопительных периодов с ноября по март, при этом существует риск получения низкого КИТ в условиях недогрузки утилизационных теплообменников.

Комбинированная выработка и отпуск электрической энергии от мини-ТЭЦ «Океанариум» осуществляется одной газотурбинной установкой с ноября по март включительно, при этом существующая тепловая нагрузка может достигать 60% от необходимой величины.

Сложившаяся режимно-балансовая ситуация требует от АО «ДВЭУК» постоянной работы с существующими потребителями на предмет высвобождения неиспользуемых договорных нагрузок, а также с органами местного самоуправления государственной власти на предмет развития инфраструктуры о. Русский для улучшения инвестиционной привлекательности территории. При этом действующим законодательством, регулирующим сферу теплоснабжения в Российской Федерации, не предусмотрен правовой механизм в части оказания теплоснабжающей организацией мер по понуждению потребителей к пересмотру/снижению присоединенной неиспользуемой тепловой нагрузки.

Присоединенная нагрузка потребителей закреплена в договорах теплоснабжения и может изменяться в соответствии с порядком определенным гл. 3 Приказа Министерства регионального развития РФ № 610 от 28.12.2009 «Об утверждении правил установления и изменения (пересмотра) тепловых нагрузок». Возможным мотивирующим фактором по понуждению потребителей к пересмотру/сни-

жению присоединенных неиспользуемых тепловых мощностей является установление для потребителей теплоснабжающей организации двухставочного тарифа на отпускаемую тепловую энергию, в котором вводится ставка за содержание присоединенной договорной мощности.

Опыт западных регионов России, в которых применяется двухставочный тариф на тепловую энергию для юридических лиц, показал положительную динамику как и по дифференцированию затрат, относимых на потребителей при применении тарифа, так и по стимулированию потребителей к выравниванию договорной и фактической присоединенной мощности, что, в свою очередь, позволило оптимизировать энергетические балансы и высвободило дополнительные резервы мощности. АО «ДВЭУК» проводится планомерная работа с органами тарифного регулирования на предмет установления двухставочного тарифа и с Министерством энергетики РФ на предмет применения на законодательном уровне штрафных санкций в отношении потребителей за содержание неиспользуемых договорных мощностей.

Выводы и перспективы

При текущей загрузке генерирующих установок и объеме выработки электрической энергии на мини-ТЭЦ «Центральная» к 2021 г. три ГТУ выходят на капитальный ремонт. Это требует существенного объема финансовых вливаний, что в итоге отразится на тарифах для конечных потребителей.

С учетом значительного времени поставки сменных запасных частей с завода-изготовителя и высокой стоимости осуществления технического и ремонтного обслуживания газотурбинных установок иностранного производства, риска колебания валютных курсов и невыборкой существующей инфраструктурой о. Русский заявленных тепловых нагрузок, и как следствие – невозможности достижения

проектных режимов работы источников генерации, АО «ДВЭУК» ведется работа по определению оптимальных режимов производства ресурсов для минимизации износа основного оборудования и затрат на техническое и ремонтное обслуживание.

Эффективная эксплуатация объектов генерации достижима при взаимодействии с органами местного самоуправления и исполнительной власти в части привлечения инвестиционных средств на развитие территории и изменения тарифной политики. Распоряжением Правительства РФ от 30 мая 2017 г. № 1134-р утверждена концепция развития о. Русский, как ключевого центра интеграции России в экономическую, научную и технологическую среду Азиатско-Тихоокеанского региона. В рамках данной концепции запланировано расширение на территории острова существующей инфраструктуры со строительством и вводом в эксплуатацию ряда объектов федерального значения.

Первоочередной задачей реализации данной концепции развития является проработка вопроса подключения перспективных потребителей к инженерным коммуникациям источников генерации. В условиях развития о. Русский как территории опережающего социально-экономического развития (ТОСЭР), целесообразно установление регулирующим органом прогрессивных тарифов на отпускаемые ресурсы, позволяющих обеспечить экономическую целесообразность проведения потребителями мероприятий по энергосбережению, эффективному использованию энергетических ресурсов и выравниванию договорных и

фактических тепловых нагрузок. Эффективной мерой, отвечающей данным требованиям, является установление для потребителей АО «ДВЭУК» двухставочного тарифа на тепловую энергию.

При существующей режимно-балансовой ситуации необходимо эффективное применение двухставочного тарифа на отпускаемую электрическую энергию в рамках концепции работы газотурбинных установок в качестве резервных источников электрической мощности для покрытия дефицита электрической энергии (мощности) в энергосистеме Приморского края в период развития аварийных ситуаций.

Значительный опыт АО «ДВЭУК» в создании и эксплуатации энергетического кластера на о. Русский показывает, что эффективная работа высокотехнологичных установок невозможна в условиях неразвитости инфраструктуры и отсутствия возможности применения мер воздействия на изменение режимно-балансовой ситуации.

Востребованность высокотехнологичных газотурбинных установок в условиях когенерационного производства ресурсов возможна после комплексного выполнения распоряжения Правительства РФ от 30 мая 2017 г. № 1134-р и создания на о. Русский ТОСЭР со значительным увеличением величины потребляемых нагрузок. Достижение проектных режимов работы позволит обеспечить энергоснабжение новых потребителей в условиях социально-приемлемых тарифов с покрытием необходимых затрат на техническое обслуживание.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Паровые и газовые турбины для электростанций: учеб. для вузов, 3-е изд., А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний. М.: Изд. дом МЭИ, 2008. 556 с.*

2. *Комплект газотурбинного генератора Kawasaki GPB70D. Руководство по эксплуатации, Kawasaki Heavy Industries, Ltd. 2016. 79 с.*

3. *Техническое описание котла-утилизатора ROSINK ECO-SPI-5,5. EUROASIATIC, 2015. 40 с.*

Поступила в редакцию
05.12.2017 г.

A.V. Maksimov, I.E. Vasyutin²

**EXPERIENCE GAINED BY JAPANESE CORPORATION KAWASAKI
HEAVY INDUSTRIES IN GAS-TURBINE POWER PLANT OPERATION
UNDER RUSSIAN CONDITIONS**

The article covers the power plant operation experience gained by Kawasaki Heavy Industries, a Japanese corporation, under actual balance operating conditions different from ones provided by design solutions within the limits of existing tariff regulation and legislation governing the electrical and heat energy generation industries.

Keywords: gas-turbine power plants, small-scale co-generation plant, Russky Island, heat and electrical energy, balance operating conditions.

² Anatoly V. Maksimov – First Deputy General Director – Chief Engineer at JSC «Far-East Power Management Company», тел: (423) 279-12-41;
Ivan E. Vasyutin – Deputy Chief of Production Planning and Inspection Service at JSC «Far-East Power Management Company», e-mail: vasyutin_ie@dveuk.ru

ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ

1. На первой странице статьи необходимо указать: индекс УДК (над заголовком статьи слева), имя, отчество, фамилию автора, название статьи. В статье должна быть аннотация — не более 400–600 печатных знаков с пробелами и перечень ключевых слов (5–6).

2. Статьи должны быть структурированы. Рекомендуется стандартная рубрикация разделов: введение, постановка проблемы (задачи исследования); основная часть — обсуждение проблемы; заключение (выводы).

Текст предоставляется в распечатанном виде и на электронном носителе. Текст должен быть распечатан шрифтом Times New Roman, 12 кегля, через 1,5 интервала, с полями по 2 см сверху, снизу, слева и справа. Страницы должны быть пронумерованы снизу справа. Объем статьи — 10–15 стандартных страниц (не более 30 тыс. знаков с пробелами) и 2–3 рисунка (сюда же входят таблицы и список литературы).

3. Таблицы предоставляются в тексте статьи, через 1,5 интервала, кегль 11.

4. Нумерация формул (сплошная по всей статье) указывается в скобках (в порядке возрастания) цифрами (1, 2 и т.д.) с правой стороны (в правый край набора).

5. Иллюстрации предоставляются в тексте статьи в электронном виде. На рисунках нужно избегать лишних деталей и надписей (надписи необходимо заменять цифрами или буквами, разъяснение которых дается в подрисовочных подписях или в тексте). Линии на рисунках должны быть четкими (5–6 рix), ширина рисунков не должна превышать 140 мм, высота — 200 мм. Шрифт буквенных и цифровых обозначений на рисунке — Times New Roman (9–10 кегль). Рисунки должны быть черными, с разными типами штриховки (с размером шага, позволяющим дальнейшее уменьшение).

6. Подрисовочные подписи предоставляются в тексте статьи, через 1,5 интервала, кегль 12.

7. Минимально необходимый список литературы приводится в конце статьи, имеет сплошную нумерацию арабскими цифрами. По тексту статьи даются ссылки на номер в квадратных скобках: [1]. Библиографическое описание дается в следующем порядке: фамилия, инициалы автора (авторов), полное название монографии, место издания, издательство, год издания; для периодических изданий — фамилии, инициалы авторов, название статьи, название журнала, год выпуска, том, номер, страницы. Библиографические записи на русском языке должны быть также указаны в латинской транслитерации.

8. После списка литературы необходимо указать сведения об авторе (авторах): должность, ученую степень, звание, e-mail (если нет — контактный телефон).

9. Рукописи авторам не возвращаются.

10. Плата за публикации не взимается.

Благодарим за соблюдение наших правил и рекомендаций!

