

Отчет о проверке на заимствования №1



Автор:
Провер:
Органи:
политех
Отчет п

высшего образования Санкт-Петербургский

ИНФОРМАЦИЯ О ДОКУМЕНТЕ

№ документа: 61
Начало загрузки: 08.11.2018 22:31:53
Длительность загрузки: 00:00:20
Имя исходного файла: magisterskaya
dissertaciya (1)
Размер текста: 2079 кБ
Символов в тексте: 204976
Слов в тексте: 25528
Число предложений: 1414

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТЧЕТЕ

Последний готовый отчет (ред.)
Начало проверки: 08.11.2018 22:32:15
Длительность проверки: 00:00:22
Комментарии: не указано
Модули поиска: Кольцо вузов, Модуль поиска общепотребительных выражений,
Модуль поиска "СПБСТУ", Модуль поиска перефразирований Интернет, Модуль
поиска перефразирований eLIBRARY.RU, Модуль поиска Интернет, Коллекция
eLIBRARY.RU, Цитирование, Коллекция РГБ, Сводная коллекция ЭБС



Заимствования — доля всех найденных текстовых пересечений, за исключением тех, которые система отнесла к цитированиям, по отношению к общему объему документа.
Цитирования — доля текстовых пересечений, которые не являются авторскими, но система посчитала их использование корректным, по отношению к общему объему документа. Сюда относятся оформленные по ГОСТу цитаты; общепотребительные выражения; фрагменты текста, найденные в источниках из коллекций нормативно-правовой документации.
Текстовое пересечение — фрагмент текста проверяемого документа, совпадающий или почти совпадающий с фрагментом текста источника.
Источник — документ, проиндексированный в системе и содержащийся в модуле поиска, по которому проводится проверка.
Оригинальность — доля фрагментов текста проверяемого документа, не обнаруженных ни в одном источнике, по которым шла проверка, по отношению к общему объему документа.
Заимствования, цитирования и оригинальность являются отдельными показателями и в сумме дают 100%, что соответствует всему тексту проверяемого документа.
Обращаем Ваше внимание, что система находит текстовые пересечения проверяемого документа с проиндексированными в системе текстовыми источниками. При этом система является вспомогательным инструментом, определение корректности и правомерности заимствований или цитирований, а также авторства текстовых фрагментов проверяемого документа остается в компетенции проверяющего.

| № | Доля в отчете | Доля в тексте | Источник | Ссылка | Актуален на | Модуль поиска | Блоков в отчете | Блоков в тексте |
|------|---------------|---------------|---|---|-------------|--|-----------------|-----------------|
| [01] | 10,67% | 10,8% | Энергетическая безопасность с точки... | http://elibrary.ru | 02 Янв 2018 | Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU | 7 | 7 |
| [02] | 8,04% | 10,68% | Заседание 119. Энергетическая безопа.. | http://ecfor.ru | 08 Янв 2017 | Модуль поиска перефразирований Интернет | 8 | 11 |
| [03] | 2,43% | 9,77% | Скачать (pdf,17.3 Мб) | http://isem.irk.ru | 05 Янв 2017 | Модуль поиска перефразирований Интернет | 3 | 14 |
| [04] | 8,9% | 9,03% | Точка невозврата: износ электроэнерг... | http://elibrary.ru | 02 Янв 2018 | Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU | 15 | 18 |
| [05] | 2,86% | 7,06% | сайта конференции. | http://isem.irk.ru | 30 Янв 2017 | Модуль поиска перефразирований Интернет | 9 | 18 |
| [06] | 5,41% | 6,82% | не указано | http://docme.ru | 05 Янв 2017 | Модуль поиска перефразирований Интернет | 12 | 19 |
| [07] | 1,03% | 6,7% | Точка невозврата: износ электроэнерг... | http://elibrary.ru | 27 Дек 2016 | Коллекция eLIBRARY.RU | 17 | 103 |
| [08] | 0% | 6,59% | сайта конференции. (3/40) | http://isem.irk.ru | 30 Янв 2017 | Модуль поиска перефразирований Интернет | 0 | 14 |
| [09] | 0,76% | 6,29% | Энергетическая безопасность с точки... | http://elibrary.ru | 26 Дек 2016 | Коллекция eLIBRARY.RU | 15 | 144 |
| [10] | 0,58% | 6,09% | сайта конференции. | http://isem.irk.ru | 26 Ноя 2016 | Модуль поиска Интернет | 17 | 102 |
| [11] | 0% | 5,5% | сайта конференции. (3/40) | http://isem.irk.ru | раньше 2011 | Модуль поиска Интернет | 0 | 89 |
| [12] | 0,66% | 5,31% | Скачать (pdf,17.3 Мб) | http://isem.irk.ru | 21 Ноя 2016 | Модуль поиска Интернет | 12 | 92 |
| [13] | 5,01% | 5,26% | Сланцевые нефть и газ - вызов энергет.. | http://elibrary.ru | 02 Янв 2018 | Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU | 6 | 9 |
| [14] | 1,18% | 5,19% | Состояние угольной отрасли — Мегео.. | http://megaobuchalka.ru | 05 Янв 2017 | Модуль поиска перефразирований Интернет | 2 | 15 |
| [15] | 0,5% | 5,17% | Заседание 119. Энергетическая безопа.. | http://ecfor.ru | 02 Окт 2016 | Модуль поиска Интернет | 10 | 84 |
| [16] | 0,04% | 5,1% | Сланцевые нефть и газ - вызов энергет.. | http://elibrary.ru | 05 Авг 2016 | Коллекция eLIBRARY.RU | 2 | 19 |

| | | | | | | | | |
|------|-------|-------|---|---|-------------|--|----|----|
| [17] | 3,66% | 3,99% | Сланцевый газ и безопасность России. | http://elibrary.ru | 02 Янв 2018 | Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU | 14 | 20 |
| [18] | 3,31% | 3,6% | Заседание 119. Энергетическая безопа.. | http://ecfor.ru | 29 Янв 2017 | Модуль поиска перефразирований Интернет | 5 | 12 |
| [19] | 1,13% | 3,6% | 609.Надежность электростанций учеб.... | http://docme.ru | 08 Мая 2017 | Модуль поиска Интернет | 26 | 78 |
| [20] | 0,34% | 3,54% | Сендеров, Сергей Михайлович диссер... | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 16 | 82 |
| [21] | 0,63% | 2,8% | Состояние угольной отрасли — Мегао.. | http://megaobuchalka.ru | 23 Мар 2016 | Модуль поиска Интернет | 4 | 47 |
| [22] | 1,27% | 2,7% | Заседание 119. Энергетическая безопа.. | http://ecfor.ru | 02 Окт 2016 | Модуль поиска Интернет | 8 | 35 |
| [23] | 1,61% | 2,41% | Заседание 119. Энергетическая безопа.. | http://ecfor.ru | раньше 2011 | Модуль поиска Интернет | 33 | 48 |
| [24] | 2,07% | 2,26% | Заседание 119. Энергетическая безопа.. | http://ecfor.ru | 05 Янв 2017 | Модуль поиска перефразирований Интернет | 3 | 5 |
| [25] | 1,08% | 2,19% | Модельно-индикативный подход к оц... | http://elibrary.ru | 02 Янв 2018 | Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU | 4 | 7 |
| [26] | 0,46% | 2,05% | Сланцевый газ и безопасность России. | http://elibrary.ru | 29 Авг 2014 | Коллекция eLIBRARY.RU | 21 | 68 |
| [27] | 0% | 1,83% | Энергетическая безопасность. Термин.. | http://biblioclub.ru | раньше 2011 | Сводная коллекция ЭБС | 0 | 39 |
| [28] | 0% | 1,83% | Энергетическая безопасность. Термин.. | http://ibooks.ru | 09 Дек 2016 | Сводная коллекция ЭБС | 0 | 38 |
| [29] | 0% | 1,73% | Проблемы устойчивости функционир... | http://elibrary.ru | 02 Янв 2018 | Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU | 0 | 10 |
| [30] | 1,47% | 1,55% | Энергетическая безопасность России | http://coolreferat.com | раньше 2011 | Модуль поиска Интернет | 76 | 80 |
| [31] | 0% | 1,41% | Косырева, Екатерина Игоревна диссер.. | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 0 | 36 |
| [32] | 0% | 1,37% | Проблемы устойчивости функционир... | http://elibrary.ru | 29 Авг 2014 | Коллекция eLIBRARY.RU | 1 | 28 |
| [33] | 0% | 1,34% | Сендеров, Сергей Михайлович Методо.. | http://dlib.rsl.ru | 21 Янв 2010 | Коллекция РГБ | 0 | 27 |
| [34] | 0,18% | 1,27% | Методические основы выбора направ... | http://elibrary.ru | 02 Янв 2018 | Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU | 1 | 5 |
| [35] | 0,01% | 1,25% | Береснева, Наталья Михайловна диссе.. | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 2 | 29 |
| [36] | 0% | 1,17% | PRoAtom - Современные быстроходны.. | http://proatom.ru | 01 Янв 2017 | Модуль поиска перефразирований Интернет | 0 | 7 |
| [37] | 0% | 1,16% | Современные особенности обеспечен... | http://elibrary.ru | 02 Янв 2018 | Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU | 0 | 3 |
| [38] | 0,05% | 1,1% | ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗО. | http://elibrary.ru | 17 Дек 2016 | Коллекция eLIBRARY.RU | 1 | 14 |
| [39] | 0,63% | 1,08% | Танайлов, Сергей Валерьевич диссерт... | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 36 | 46 |
| [40] | 0% | 0,92% | Энергетическая безопасность регионо. | http://elibrary.ru | 16 Июл 2018 | Коллекция eLIBRARY.RU | 1 | 13 |
| [41] | 0% | 0,91% | Аршинский, Вадим Леонидович диссер. | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 0 | 25 |
| [42] | 0,12% | 0,88% | Сафронов, Антон Валерьевич диссрта.. | http://dlib.rsl.ru | 25 Дек 2015 | Коллекция РГБ | 1 | 15 |
| [43] | 0% | 0,88% | Мезенцев, Петр Евгеньевич диссртац... | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 1 | 28 |
| [44] | 0,05% | 0,83% | Модельно-индикативный подход к оц... | http://elibrary.ru | раньше 2011 | Коллекция eLIBRARY.RU | 1 | 22 |
| [45] | 0,05% | 0,82% | Орсоева, Мария Васильевна диссртац.. | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 1 | 24 |
| [46] | 0,07% | 0,8% | Заседание 119. Энергетическая безопа.. | http://ecfor.ru | 02 Окт 2016 | Модуль поиска Интернет | 3 | 19 |
| [47] | 0% | 0,77% | Методические основы оценки энергет.. | http://elibrary.ru | 30 Авг 2014 | Коллекция eLIBRARY.RU | 0 | 15 |
| [48] | 0% | 0,75% | ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ КАК.. | http://elibrary.ru | 28 Апр 2017 | Коллекция eLIBRARY.RU | 0 | 6 |
| [49] | 0% | 0,73% | 117731 | http://biblioclub.ru | 14 Апр 2016 | Сводная коллекция ЭБС | 0 | 16 |
| [50] | 0% | 0,73% | Положение разработано ОАО «росэп»... | http://do.gendocs.ru | раньше 2011 | Модуль поиска Интернет | 0 | 18 |
| [51] | 0% | 0,7% | РЕГИОНАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ТЕРРИ. не указано | | 22 Фев 2017 | Сводная коллекция ЭБС | 0 | 14 |
| [52] | 0% | 0,66% | Еделев, Алексей Владимирович диссер... | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 0 | 18 |
| [53] | 0% | 0,64% | Информационные и математические ... | http://elibrary.ru | 20 Окт 2015 | Коллекция eLIBRARY.RU | 0 | 10 |

| | | | | | | | | |
|------|-------|-------|--|---|-------------|--|----|----|
| [54] | 0,42% | 0,62% | не указано | http://pnp.ru | 01 Янв 2017 | Модуль поиска перефразирований Интернет | 3 | 5 |
| [55] | 0,45% | 0,6% | ВОЗМОЖНЫЕ ПРИЧИНЫ ОТСТАВАНИЯ. | http://elibrary.ru | 02 Янв 2018 | Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU | 2 | 3 |
| [56] | 0% | 0,59% | 276785 | http://biblioclub.ru | раньше 2011 | Сводная коллекция ЭБС | 0 | 15 |
| [57] | 0,16% | 0,59% | Энергетическая политика и вопросы э... | http://elibrary.ru | раньше 2011 | Коллекция eLIBRARY.RU | 7 | 23 |
| [58] | 0% | 0,59% | Совык, Игорь Николаевич диссертаци... | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 0 | 12 |
| [59] | 0% | 0,58% | PRoAtom - Современные быстроходны. | http://proatom.ru | 12 Сен 2012 | Модуль поиска Интернет | 0 | 14 |
| [60] | 0% | 0,58% | ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО. | http://elibrary.ru | 16 Июл 2018 | Коллекция eLIBRARY.RU | 0 | 12 |
| [61] | 0% | 0,55% | ЕЩЁ РАЗ О РЕСУРСЕ ЭНЕРГООБОРУДО... | http://elibrary.ru | 02 Янв 2018 | Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU | 0 | 1 |
| [62] | 0% | 0,55% | Diplom Basova 03.06 2 | не указано | 04 Июн 2018 | Модуль поиска "СПбСТУ" | 0 | 15 |
| [63] | 0,44% | 0,55% | Басова Анастасия Александровна Diplo... | не указано | 04 Июн 2018 | Модуль поиска "СПбСТУ" | 11 | 15 |
| [64] | 0% | 0,55% | Diplom Basova 03.06 3 | не указано | 05 Июн 2018 | Модуль поиска "СПбСТУ" | 0 | 15 |
| [65] | 0,09% | 0,54% | Пяткова, Елена Владимировна диссерт... | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 4 | 14 |
| [66] | 0% | 0,53% | Навстречу сланцевой эре. | http://elibrary.ru | 05 Авг 2016 | Коллекция eLIBRARY.RU | 0 | 11 |
| [67] | 0,04% | 0,53% | Гафуров, Андрей Рушанович диссериа... | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 1 | 13 |
| [68] | 0,01% | 0,52% | ЕЩЁ РАЗ О РЕСУРСЕ ЭНЕРГООБОРУДО... | http://elibrary.ru | раньше 2011 | Коллекция eLIBRARY.RU | 1 | 6 |
| [69] | 0% | 0,52% | Мальцева, Полина Николаевна диссер... | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 0 | 16 |
| [70] | 0,08% | 0,52% | Каракин Игорь Владимирович Магистр... | не указано | 25 Июн 2018 | Модуль поиска "СПбСТУ" | 3 | 15 |
| [71] | 0% | 0,51% | Максимова Алла Борисовна Оценка, у... | не указано | 14 Июн 2017 | Кольцо вузов | 0 | 7 |
| [72] | 0,03% | 0,51% | Перспективы использования сланцевы. | http://isem.irk.ru | 27 Окт 2016 | Модуль поиска Интернет | 2 | 15 |
| [73] | 0% | 0,5% | Литвинов, Валерий Геннадьевич диссе... | http://dlib.rsl.ru | 02 Фев 2013 | Коллекция РГБ | 0 | 12 |
| [74] | 0% | 0,5% | ВКР_v3 | не указано | 03 Июн 2018 | Модуль поиска "СПбСТУ" | 0 | 15 |
| [75] | 0,05% | 0,5% | ВКР Нандин-Эрдэнэ_v2 | не указано | 01 Июн 2018 | Модуль поиска "СПбСТУ" | 3 | 15 |
| [76] | 0,01% | 0,5% | Киришина Вероника Витальевна ДИССЕ... | не указано | 30 Мая 2018 | Модуль поиска "СПбСТУ" | 1 | 13 |
| [77] | 0% | 0,5% | Фартышев, Денис Александрович дисс... | http://dlib.rsl.ru | 07 Мар 2012 | Коллекция РГБ | 0 | 11 |
| [78] | 0,03% | 0,48% | Середин Владислав Петрович ВКР Сер... | не указано | 03 Июн 2018 | Модуль поиска "СПбСТУ" | 1 | 14 |
| [79] | 0% | 0,48% | Жиров, Андрей Сергеевич диссертация. | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 0 | 8 |
| [80] | 0,4% | 0,48% | не указано | http://pnp.ru | 16 Июн 2012 | Модуль поиска Интернет | 9 | 12 |
| [81] | 0% | 0,47% | Оценка стоимости имущества | http://ibooks.ru | 09 Дек 2016 | Сводная коллекция ЭБС | 0 | 8 |
| [82] | 0,03% | 0,47% | ГуиНБ Епишин Е.С..docx | не указано | 05 Мая 2014 | Кольцо вузов | 1 | 16 |
| [83] | 0% | 0,47% | Галимова Татьяна Владимировна А5 м... | не указано | 04 Июн 2018 | Модуль поиска "СПбСТУ" | 0 | 12 |
| [84] | 0,02% | 0,47% | Середин Владислав Петрович ВКР Сер... | не указано | 03 Июн 2018 | Кольцо вузов | 1 | 14 |
| [85] | 0% | 0,47% | Модернизация производства как одно... | не указано | 21 Июн 2015 | Кольцо вузов | 0 | 7 |
| [86] | 0% | 0,47% | Борталевич, Светлана Ивановна диссе... | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 1 | 9 |
| [87] | 0,1% | 0,47% | Диссертация Эляковой И.Д. от 24.05.12... | не указано | 10 Мар 2014 | Кольцо вузов | 1 | 11 |
| [88] | 0% | 0,47% | Науменко, Борис Васильевич диссериа... | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РГБ | 0 | 11 |
| [89] | 0% | 0,44% | ГОТОВО_Вопросы ЭБ в современных М... | не указано | 21 Мар 2014 | Кольцо вузов | 0 | 15 |
| [90] | 0% | 0,43% | Функционирование и развитие электр... | http://wikidocs.ru | 11 Апр 2016 | Модуль поиска Интернет | 0 | 12 |
| [91] | 0% | 0,42% | Износ технологических машин и обор... | http://elibrary.ru | 14 Сен 2015 | Коллекция eLIBRARY.RU | 0 | 7 |
| [92] | 0% | 0,42% | kalashnikov_n_m_analiz-i-upravlenie-zat... | не указано | 31 Янв 2018 | Кольцо вузов | 0 | 6 |

| | | | | | | | | |
|-------|-------|-------|---|---|-------------|---|----|----|
| [93] | 0% | 0,42% | ОБ ОЦЕНКЕ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ... | http://elibrary.ru | раньше 2011 | Коллекция eLIBRARY.RU | 0 | 6 |
| [94] | 0% | 0,41% | НИР_РАНХиГС_Госзадание_2013_тема... | не указано | 17 Окт 2017 | Кольцо вузов | 0 | 7 |
| [95] | 0% | 0,41% | Особенности распределения залежей ... | http://refwin.ru | 31 Мая 2016 | Модуль поиска Интернет | 0 | 8 |
| [96] | 0% | 0,4% | болд энжин Диплом 1.docx | не указано | 03 Июн 2018 | Модуль поиска "СПбСТУ" | 0 | 10 |
| [97] | 0% | 0,39% | Цена электроэнергии в России для про.. | http://elec.ru | 07 Янв 2016 | Модуль поиска Интернет | 0 | 8 |
| [98] | 0,25% | 0,34% | ВОЗМОЖНЫЕ ПРИЧИНЫ ОТСТАВАНИЯ.. | http://elibrary.ru | 28 Авг 2014 | Коллекция eLIBRARY.RU | 7 | 9 |
| [99] | 0% | 0,33% | Стратегическое планирование развит... | http://elibrary.ru | раньше 2011 | Коллекция eLIBRARY.RU | 0 | 7 |
| [100] | 0% | 0,33% | Модернизация производства как реша.. | http://elibrary.ru | раньше 2011 | Коллекция eLIBRARY.RU | 0 | 7 |
| [101] | 0,02% | 0,32% | Школлер, Роман Александрович диссе... | http://dlib.rsl.ru | раньше 2011 | Коллекция РФБ | 2 | 11 |
| [102] | 0,03% | 0,32% | 58204 | http://e.lanbook.com | 09 Мар 2016 | Сводная коллекция ЭБС | 1 | 10 |
| [103] | 0% | 0,31% | Зеркалов Д. В. Энергетическая безопа... | http://zermalov.org | 21 Окт 2017 | Модуль поиска Интернет | 1 | 10 |
| [104] | 0,16% | 0,29% | 62918 | http://e.lanbook.com | 09 Мар 2016 | Сводная коллекция ЭБС | 2 | 4 |
| [105] | 0% | 0,28% | http://www.iatp.am/vahanyan/articles/in.. | http://iatp.am | 11 Июл 2017 | Модуль поиска Интернет | 0 | 5 |
| [106] | 0% | 0,24% | http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2015/C40.. | http://lib.tpu.ru | 09 Ноя 2017 | Модуль поиска Интернет | 0 | 5 |
| [107] | 0% | 0,19% | Современные наукоемкие технологии.. | http://bibliorossica.com | 26 Мая 2016 | Сводная коллекция ЭБС | 0 | 5 |
| [108] | 0% | 0,17% | Топливо-энергетический комплекс Р... | http://biblioclub.ru | 20 Апр 2016 | Сводная коллекция ЭБС | 1 | 6 |
| [109] | 0% | 0,15% | Энергетика России. 1920-2020. Т. 2. Эне... | http://biblioclub.ru | 20 Апр 2016 | Сводная коллекция ЭБС | 0 | 3 |
| [110] | 0% | 0,12% | ГуиНБ Голуб И.А..doc | не указано | 10 Мая 2016 | Кольцо вузов | 0 | 3 |
| [111] | 0,02% | 0,11% | Инжиниринг объектов интеллектуаль... | http://studentlibrary.ru | 27 Ноя 2017 | Сводная коллекция ЭБС | 1 | 2 |
| [112] | 0,01% | 0,1% | 234834 | http://biblioclub.ru | 19 Апр 2016 | Сводная коллекция ЭБС | 1 | 3 |
| [113] | 0% | 0,09% | КАП 2010-2011/Бураев Ю.В..docx | не указано | 16 Окт 2018 | Кольцо вузов | 0 | 6 |
| [114] | 0,01% | 0,05% | 229552 | http://biblioclub.ru | 19 Апр 2016 | Сводная коллекция ЭБС | 1 | 2 |
| [115] | 0% | 0,03% | Региональная экономика : теория и пр.. | http://biblioclub.ru | 20 Апр 2016 | Сводная коллекция ЭБС | 0 | 1 |
| [116] | 0,68% | 0% | не указано | не указано | раньше 2011 | Модуль поиска общеупотребительных выражений | 32 | 98 |
| [117] | 0,21% | 0% | не указано | не указано | раньше 2011 | Цитирование | 3 | 7 |

Текст документа

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ

РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ 116

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли

Высшая школа управления и бизнеса 63

УДК 338.45:621 76

Директор Высшей школы

управления и бизнеса

д.э.н., профессор 63

« ____ » _____ 2018 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА 70

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ СТРАНЫ: СУЩНОСТЬ И

МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ

по направлению 38.04.02 Менеджмент

по образовательной программе 38.04.02_10 63 Энергетический менедж-

мент

Выполнил студент гр 84 .337432/1001 _____

Научный руководитель,

д.э.н., профессор, 75 | профессор _____

Консультант по нормоконтролю:

ассистент _____ 70

Санкт-Петербург

2018 63

2

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF 63 THE RUSSIAN 112 FED-
ERATION

Peter the Great 63 Saint- Petersburg Polytechnic University

Institute of Industrial Management, Economics and Trade 63

UDC 338.45:621

Director of Graduate School of

Management and Business 63 DE-

conSc, Professor

« ____ » _____ 2018 y.

MASTER'S GRADUATE QUALIFICATION WORK

ENERGY SECURITY OF THE COUNTRY: THE ESSENCE AND PRO-
VISION MECHANISMS

field of study 38.04.02 Management

educational program 38.04.02_10 Industrial Management (Energy)

Completed by student gr. 337432/1001 _____

Supervisor,

DEcSc, Professor, Professor _____

Consultant for normative control, _____

Assistant Lecturer 70

Saint- Petersburg

2018 63

3

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ

РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное

учреждение высшего образования

«Санкт-Петербургский политехнический

университет Петра Великого»

Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли 63

Высшая школа управления и бизнеса

УТВЕРЖДАЮ

Директор 78 ВШУБ, д.э.н., проф.

« ____ » _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной 63 работы магистра

студенту

1. 63 Тема: «Энергетическая безопасность страны: сущность и механизмы
обеспечения»

2. Срок сдачи студентом законченной работы 116 « ____ » _____ 2018 г. 63

4

3. Исходные данные к 63 ВКР: нормативно правовая документация, учебная
литература, периодические издания, Интернет.

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих раз-
работке вопросов)

Определение понятия энергетической безопасности и других инновационных технологий в области энергетики, анализ опыта РФ и других стран в осуществлении мер по повышению уровня энергетической безопасности, оценка эффективности работы современных генерирующих объектов, оценка уровня ЭБ страны и ее регионов.

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей **116**)

6. Консультанты по ВКР

Научный руководитель: д.э.н., профессор **75** Окорочков Р.В.

7. Дата выдачи задания **75** «__» _____ 2018 г.

Руководитель _____ / _____

Задание принял к исполнению «__» _____ 2018 г **116** .

Студент _____

5

РЕФЕРАТ

с. 108, рис. 17, табл. 20, ист. 50, прил. 0

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ, СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РФ, НАДЕЖНОСТЬ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ИННОВАЦИИ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГМАШИНОСТРОЕНИЯ

Рассмотрены основные области, влияющие на энергетическую безопасность страны, проанализировано современное состояние генерирующих и ресурсодобывающих объектов, определены их уязвимые места, рассмотрены стратегии развития энергетики и энергомашиностроения, произведена оценка уровня энергетической безопасности Северо – Западного федерального округа, предложены пути решения основных факторов, понижающих уровень энергетической безопасности страны.

6

ABSTRACT

p. 108, draw. 17, tabl. 20., ref. 50, apps. 0

ENERGY SAFETY, ENVIRONMENTAL AND SOCIAL PROBLEMS OF ENERGY DEVELOPMENT, ENERGY DEVELOPMENT STRATEGY OF THE RUSSIAN FEDERATION, RELIABILITY OF GENERATING OBJECTS, INNOVATIONS IN THE PRODUCTION OF PETROLEUM AND GAS, ECONOMIC EFFICIENCY, PROSPECTS OF ENERGY ENGINEERING DEVELOPMENT

Considered the main areas affecting the energy safety of the country, analyzed the current state of generating and resource extraction facilities, their vulnerabilities are identified, considered strategies for the development of energy and power engineering, reviewed the assessment of the level of energy security of the North - West Federal District, proposed ways to identify the main factors that lower the level of the country's energy security.

7

Оглавление

Введение 8

1. История вопроса, сущность и основные проблемы энергетической безопасности России **15** 11

1.1 Понятие и факторы становления энергетической безопасности

..... 11

| | |
|---|-----|
| 1.2 Характеристика внутренних аспектов энергетической безопасности | 20 |
| 1.3 Группы угроз энергетической безопасности. | 24 |
| Вывод по 1 главе | 25 |
| 2. Энергетическая безопасность: механизмы обеспечения | 27 |
| 2.1 Генерирующие объекты и влияние человеческого фактора на их надежность | 27 |
| 2.2 Особая роль гидроэнергетики в энергетическом балансе | 41 |
| 2.3 Инфраструктура электросетевого комплекса страны | 47 |
| 2.4 Развитие инновационных подходов в добыче нефти и газа | 61 |
| 2.5 Современное состояние и перспективы развития энергомашиностроения | 80 |
| Выводы по 2 главе | 90 |
| 3. Оценка уровня энергетической безопасности страны и регионов. . | 93 |
| 3.1 Использование индикативного анализа для оценки уровня энергетической безопасности с трансы и регионов | 93 |
| 3.2 Оценка уровня энергетической безопасности Северо-Западного Федерального округа | 95 |
| 3.3 Оценка значения ущерба от перерывов в электроснабжении | 99 |
| Выводы по 3 главе | 103 |
| Заключение | 105 |
| Список использованной литературы | 106 |

8

Введение

В настоящее время , в большинстве стран мира, состояние энергетических сетей и систем характеризуется высокой степенью износа.

Таким образом, по различным оценкам, от 60% до 70% основных фондов электросетевого комплекса Российской Федерации, уже давно выработали свой срок службы.

В связи с резким ростом объемов потребляемых энергетических ресурсов жилищно-коммунальным сектором и промышленными объектами, диспетчерское управление с использованием имеющихся АСУ ТП и SCADA не в состоянии справиться с возникшими обстоятельствами, что в свою очередь ведет к отказам и временным отключениям частей сети, соответственно с финансовыми, социально-экономическими и иными последствиями.

Можно утверждать, что в течении длительного времени в России не было уделено должного внимания касательно вопросов энергетической безопасности. В следствии этого, в нашей стране существует ряд проблем в данной области. И в случае игнорирования имеющихся проблем, неизвестно что может ждать нас в будущем. Мы не можем исключить то, что через 5-10 лет произойдет полномасштабный энергетический кризис.

В случае изменения энергетической политики нашего государства в сторону энергобезопасности, мы можем избежать кризис и многие другие негативные явления. Такая стратегия должна быть органично инкорпорирована в модернизационную энергетическую политику России, успешная реализация которой не только гарантирует гармоничное и стабильное формирование экономики в полном, но и даст возможность закрепить позиции Российской Федерации на международной арене.

Энергетическая безопасность не существует сама по себе, это составляющая часть безопасности государства, то есть часть национальной безопасности, и рассматривается в совокупности с ней. Соответственно, мы можем рассмотреть определение энергетической безопас-

ности как «состояние государства, в отсутствии внутренних и внешних угроз основам энергетики или реализуется их устранение».

В связи с вышеизложенным мы можем дать определение энергетической политике. Сис темой мер государственного регулирования, которые направлены на полное, качественное и бесперебойное обеспе-

9

чение народного хозяйства и населения России в потребности энергоносителей при приемлемых тарифах и ценах».

Степень разработанности темы. Наиболее существенной теоретической и методологической базой для исследования послужили статьи и работы: О कोरोкова В.Р, О कोरोкова Р.В., Липатова Ю.А., Рабчука В.И., Сендерова С. М., Сафронова А.Ф., Жукова Г.И., Лисянского А.С., Фадеева Е.А., Щелокова В.И.

Заметный вклад в развитие теории энергетической безопасности внесли труды российских ученых: Н.И. Воропая, С.М. Сендерова, А.А. Макарова

Объект исследования – инфраструктура генерирующих и ресурсодобывающих объектов энергетики РФ.

Предмет исследования – воздействие объектов энергетики и меры становления энергетической безопасности страны и ее регионов.

Цель исследования – на основе теоретических данных и передового отечественного и зарубежного опыта раскрыть уязвимости энергетического комплекса и предложить пути решения в пользу повышения энергетической безопасности.

Достижение определенной выше цели предполагает постановку и последовательное решение следующих основных задач:

1. Рассмотреть основные предпосылки нарушения энергетической безопасности страны;
2. Сформулировать сущность и основные проблемы Энергетической безопасности;
3. Изучить свойства и «слабые места» современных энергетических объектов;
4. Определить механизмы и формы организации управления процессами в электро – и теплоэнергетике и нефтяном и газовом деле;
5. Рассмотреть Программы и проекты применения различных технологий, влияющих на ЭБ, в РФ и за рубежом;
6. Определить барьеры в реализации ЭБ в РФ;
7. Проанализировать и оценить уровень энергетической безопасности в стране и ее регионах;
8. Рассмотреть предпосылки перехода к стратегии модернизации и инновационного развития в электро – и теплоэнергетике, в нефтедобывающем и газодобывающем деле в России.

Методы исследования. В ходе исследования были применены методы анализа и синтеза, индукции и дедукции, сравнительного, экспертного и статистического анализа.

10

Теоретической и методологической основами исследования являются фундаментальные труды российских и зарубежных ученых и практиков в области экономики и управления предприятием, систем менеджмента и планирования, методов повышения экономической эффективности энергетической отрасли в различных странах.

Информационно - статистической базой исследования послужили статистические и аналитические данные международных организаций, российских министерств и ведомств, специализированных отечествен-

ных и зарубежных изданий.

Гипотеза научного исследования заключается в том, что модернизация энергетического развития России будет способствовать повышению экономической эффективности энергетических объектов, энергетической безопасности.

Работа состоит из введения, трех глав, заключения и списка используемой литературы.

11

1. История вопроса, сущность и основные проблемы энергетической безопасности России

1.1 Понятие и факторы становления энергетической безопасности

В условиях экономического кризиса, разразившегося в России в 1990-х годах, у энергетической системы возникли значительные трудности в обеспечении потребителей топливом, электричеством и теплом. В некоторых регионах (Дальний Восток, Северный Кавказ, северные регионы) острая нехватка энергоресурсов приводила к частым, а иногда и глубоким сбоям в энергоснабжении. Анализ состояния и перспектив развития топливно-энергетического комплекса свидетельствовал о высоком износе и катастрофическом старении основных фондов энергетических систем, значительном ухудшении ресурсной базы энергоресурсов и резком сокращении геологоразведочных работ, высокая энергоёмкость экономики с чрезвычайной недостаточностью и выраженная тенденция к снижению инвестиций в обновление и развитие всех частей энергетического сектора. Стало ясно, что уязвимость и нестабильность энергетических систем в новых условиях обусловлены не только низкой надёжностью и надёжностью энергетического оборудования, техногенными авариями (опасность возросла), но и усилением негативных процессов в финансовой и инвестиционной сферах, региональной и внешнеэкономической деятельности, в социальной сфере. В этой связи при рассмотрении вопросов развития и функционирования топливно-энергетического комплекса недостаточно было ограничить анализ надёжности и живучести своих АОК, но необходимо было перейти к всесторонним исследованиям широкого спектра факторов, определяющих энергетическую безопасность страны. Это, в свою очередь, привело к необходимости создания, по сути, новой области исследований в области энергетики, связанных с анализом и обеспечением энергетической безопасности (ЭБ) в России и ее регионах [1-3].

Понятие «энергетическая безопасность» было сформулировано Международным энергетическим агентством после нефтяного кризиса в 1973 г. в следующей трактовке. ЭБ есть «уверенность в том, что энергия будет иметься в распоряжении в том количестве и того качества, которые требуются при данных экономических условиях» [4].

Исходя из этого, а также из определения понятия «безопасность» в

12

Законе Российской Федерации «О безопасности» [5], в ИСЭМ СО РАН предложено определение ЭБ, впервые опубликованное в [2], подробнее обоснованное в [6], которое позднее было рекомендовано для использования специалистами отраслей энергетики [7].

Энергетическая безопасность – это защищенность экономики, государства, общества, граждан от рисков, связанных с недостатком в обеспечении их нужд в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами оптимального качества, от рисков срывов бесперебойного энергоснабжения. При этом состояние защищенности - состо-

яние, надлежащее в обычных условиях обеспечению в абсолютном объеме аргументированного спроса (потребностей) в энергии, в экстраординарных обстоятельствах - гарантированному обеспечиванию в наименьшей степени требуемого объема спроса.

Организация понятийного аппарата ЭБ частично основывается на надежной идеологии (частично - на идеологии государственной безопасности), но в отличие от определений надежности систем энергетической и бесперебойности (надежности) энергоснабжения, являющиеся свойствами систем энергоснабжения, представление энергетической безопасности обладает более общим характером и имеет большую смысловую нагрузку.

В условиях экономического кризиса, разразившегося в России в 1990-х годах, у энергетической системы возникли значительные трудности в обеспечении потребителей топливом, электричеством и теплом. В некоторых регионах (Дальний Восток, Северный Кавказ, северные регионы) острая нехватка энергоресурсов приводила к частым, а иногда и глубоким сбоям в энергоснабжении. Анализ состояния и перспектив развития топливно-энергетического комплекса свидетельствовал о высоком износе и катастрофическом старении основных фондов энергетических систем, значительном ухудшении ресурсной базы энергоресурсов и резком сокращении геологоразведочных работ, высокая энергоемкость экономики с чрезвычайной недостаточностью и выраженная тенденция к снижению инвестиций в обновление и развитие всех частей энергетического сектора. Стало ясно, что уязвимость и нестабильность энергетических систем в новых условиях обусловлены не только низкой надежностью и надежностью энергетического оборудования, техногенными авариями (опасность возросла), но и усилением негативных процессов в финансовой и инвестиционной сферах, региональной и внешнеэкономической деятельности, в социальной сфере. В этой связи при рассмотрении вопросов развития и функционирования топливно-энергетического комплекса недостаточно было

ограничить анализ надежности и живучести своих АОК, но необходимо было перейти к всесторонним исследованиям широкого спектра факторов, определяющих энергетическую безопасность страны. Это, в свою очередь, привело к необходимости создания, по сути, новой области исследований в области энергетики, связанных с анализом и обеспечением энергетической безопасности (ЕБ) в России и ее регионах [1-3].

При этом для реализации названных факторов общество и экономика должны обеспечивать благоприятные экономические, политические, институциональные и другие условия, включая благоприятный инвестиционный и инновационный климат. Таким образом, ЭБ - атрибут не только энергетики и даже не только производственной сферы, но и общества в целом. И поэтому ЭБ имеет не только технико-экономический, но в определенной мере и политический смысл [6-10].

Для уточнения различий между понятиями "энергетическая безопасность" и "надежность" были рассмотрены основные факторы, определяющие их отличие, табл. 1 [10]. В то же время, имеет смысл дать характеристику определению «безопасность», так как в результате сопоставления определений и "энергетическая безопасность" и "безопасность" складывается впечатление, что речь идет об одном и том же.

Таблица 1. Характеристика понятий надежности и энергетической безопасности. Источник: Воропай Н.И., Сендеров С.М « Энергетическая безопасность: сущность, основные проблемы, методы и результаты

исследований».

Основные

факторы

Анализируемые понятия

Надежность Живучесть Безопасность Энергетическая

безопасность

Научная

категория

Свойство Свойство Свойство Состояние

Атрибут

принадлеж-

ности

Объекты и системы энергетики Госдарство, об-

щество, экономи-

ка

События Отказы элемен-

тов

Массовые

отказы эле-

ментов

Опасные воз-

действия на

людей и

окружающую

среду

Реализация угроз

ЭБ 2

14

Причины

событий

Дефекты оборудования и систем управления,

ошибочные действия людей

Те же причины, а

также экономиче-

ские и социально -

политические

факторы

Последствия

событий

Потеря произ-

водственной

мощности,

снижение ре-

зервов, недо-

отпуск энерго-

ресурсов, нару-

шение беспере-

бойности энер-

госнабжения

Недоотпуск

энергоресур-

сов с массо-

вым наруше-

нием питания

потребителей

Ущерб здоро-
вью и гибель
людей, ухуд-
шение состоя-
ния окружа-
ющей среды
Значительный
недоотпуск энер-
горесурсов, нару-
шение беспере-
бойности энерго-
снабжения. Энер-
гетический кри-
зис. Ослабление
экономической и
в целом нацио-
нальной безопас-
ности

Надежность (включая живучесть) и безопасность - это свойства объектов (систем) энергетики, а энергетическая безопасность – состояние общества (экономики). Определение ЭБ как состояния восходит к узаконенному термину “безопасность” [5]. Но данное отличие определений имеет и довольно емкий смысл. Характеризуя надежность и безопасность как качества объектов энергетики, мы этим самым предполагаем и рассмотрение средств и мероприятий, усовершенствующих данные качества, согласно рассматриваемым объектам. Характеризуя же энергетическую безопасность как состояние государства, мы подразумеваем, что подходящая степень этого состояния обеспечивается отнюдь не влиянием на объекты энергетики, а на внешние по отношению к ним условия, снижающие угрозы появления и реализации ЭБ.

Различие понятий подтверждает анализ следующих двух базовых категорий – события и их причины (Таблица 1). В понятиях “надежность” и “безопасность” эти категории рассматриваются только как происходящие в пределах объекта исследований, хотя первопричины этих событий могут быть и внешними по отношению к нему, а при исследовании энергетической безопасности рассмотрение соответствующих угроз предполагает более широкий взгляд на влияющие факторы и возможности управления ими [10].

Изучение надежности систем энергетических ресурсов как единого свойства, содержащего в качестве отдельного свойства жизнеспособность, сопряжены с разными уровнями глубины и длительности последствий. При простых, обыкновенных отказах последствия сравнительно невелики и система самостоятельно их возместит за счет

15

разного рода резервирования и соответственного управления. При больших влияниях (с ними сопряжено изучение живучести систем энергетики) масштабность и длительность их последствий немала и в подавляющем большинстве случаев система “не справляется” с противодействием возмущению. В данном случае последствия уходят за границы системы энергетики, что потребует довольно подробного рассмотрения реакции граждан, потребляющих энергетические ресурсы.

В связи с этим логично, что исследования энергетической безопасности на первом этапе были связаны именно с ситуациями крупных воздействий на энергетику при реализации угроз различного рода,

т.к. в этих случаях существует реальная опасность дестабилизации энергоснабжения народного хозяйства. При этом исследования собственно систем энергетики с позиций энергетической безопасности связаны с исследованиями их живучести [1, 11].

Проблема живучести СЭ стала актуальной в 1980-х годах в связи с тем, что по мере развития систем энергетики повышается опасность возникновения крупных, в т.ч. каскадного характера, аварий, переходящих при неблагоприятных стечениях обстоятельств в «системные». В ИСЭМ СО РАН были разработаны (1987-1994 гг.) концепция и методы комплексных исследований живучести систем энергетики и создано методологическое и программно-информационное обеспечение этих исследований [12]. Дальнейшие изучения выявили, что рекомендованные математические модели и методы в интересах исследования живучести систем энергетики могут быть адаптированы для изучения вопросов ЭБ. Данные математические модели и методы схожи в части понятия систем энергетики, однако отличаются в части моделирования негативных влияний в системе энергетики и методов компенсации их отрицательных последствий.

Отдельные проблемы, затрагивающие живучесть предназначенных систем энергетики, устанавливались и решались в отраслевых научно-экспериментальных коллективах (ОАО «Институт Нефтепродуктпроект», ОАО «ГИ-ПРОВОстокнефть» и др.).

Отдельные вопросы, касающиеся живучести специализированных в конце 1990-х годов при тесном сотрудничестве с ИСЭМ СО РАН локальные работы, касающиеся индикативного анализа энергетической безопасности регионов, были начаты в Институте экономики УрО РАН. В Институте энергетической стратегии Минэнерго РФ под руководством д.т.н. В.В. Бушуева при подготовке к проведению саммита G-8 (2006 г.) выполнялись работы в области исследования вопро-

16

сов глобальной энергетической безопасности совместно с ИСЭМ СО РАН [16].

Учитывая зарубежный опыт исследований ЭБ, но используя его ограниченно, так как большинство развитых стран мира в различной степени обеспечивают потребность в энергетических ресурсах в результате импорта ТЭР. Этим и было определено направление работ, касаемых проблем ЭБ этих стран, в своем большинстве за счет анализа диверсификации импортных источников ТЭР для обеспечения независимости своих государств в энергетических ресурсах. В основном, работы, аналогичные проводимым в наше время группой исследователей ИСЭМ СО РАН раньше не выполнялись ни в России, ни за границей. Изложенное выше понимание (трактовка) энергетической безопасности сложилось в результате преодоления расширительной и чрезмерно узкой трактовки. Расширительная трактовка давалась в работах [13-15 и др.] и даже в проекте Доктрины ЭБ РФ [16].

В соответствии с такой трактовкой, энергетическую безопасность можно определить не только инфраструктурными функциями ТЭК – обеспечение потребности общества в энергетических нуждах, однако и его специальной, ролью «локомотива» в становлении экономики страны, решением таких вопросов, как «обеспечение высокой меры участия ТЭК в формировании доходов и экспортного потенциала государства», «удовлетворение требований технологической и экологической безопасности», «способствование укреплению внутренних и внешних интеграционных связей».

Все без исключения данные вопросы бесспорно стояли и в неко-

торой мере встанут и в наше время перед энергетикой (в некоторой мере, потому что ТЭК ранее не рассматривается претендентом на роль «локомотива», впрочем, цель зарабатывания средств в результате экспорта ТЭР (в первую очередь нефти и газа) с целью решения общественных вопросов и модернизации экономики в существенной мере сохраняется). Однако это другие, кроме обеспечения энергетической безопасности, вопросы, а непосредственно вопросы энергетики, ТЭК по обеспечению финансовой и других элементов государственной безопасности.

Преодолению расширительной трактовки понятия ЭБ послужила предложенная Николаем Ивановичем Воропаем, доктором технических наук, дополнительная категория «энергетические аспекты национальной безопасности», которая в определена как «совокупность факторов, определяющих влияние качества и эффективности развития и функционирования энергетики, роста (снижения) масштабов энергетического хозяйства на уровень национальной безопасности и отдельных ее составляющих (видов безопасности)» [9]. Было указано в пояснении, что в этом понятии рассматривается «вклад» энергетики в обеспечение, кроме энергетической безопасности, также и другие виды безопасности, например, технологической, экономической, экологической и др. То есть, основы энергетики в национальной безопасности страны – это наиболее обширное определение в сравнении с энергетической безопасностью. Схематически взаимосвязь понятий показана на Рисунке 1. [7].

Рисунок 1. Соотношение видов безопасности. Источник: Воропай Н.И., Сендеров С.М. «Энергетическая безопасность: сущность, основные проблемы, методы и результаты исследований».

Что касается обуженных интерпретаций, то таковые встречались, иногда еще встречаются, двух родов. Первая рассматривает ЭБ как функцию только топливно-энергетического комплекса и систем энергетики, т.е. системы энергоснабжения, упуская систему энергопотребления. Между тем последняя, которая по существу представляет собой всю экономику, взятую в ее ипостаси потребителя ТЭР, является в не-

котором смысле равноправным с ТЭК субъектом обеспечения ЭБ: если ЭБ - это фактически бездефицитность энергетического баланса, то она определяется как достаточностью предложения ТЭР (функция ТЭК), так и почти в равной мере, умеренностью спроса, энергоэффективностью потребителей (функция экономики в указанной ее ипостаси). Понимая это, разработчики ЭС - 2020 в качестве одного из важнейших принципов обеспечения ЭБ называют «предотвращение нерационального использования энергоресурсов (взаимосвязь с политикой энергетической эффективности)» [17].

Узкое интерпретирование второго рода объединяет энергетическую безопасность, следом за живучестью систем энергетики, исключительно с необыкновенно значительными возмущениями, довольно маловероятными. Данное второе узкое интерпретация отвечает, и то лишь в некоторой своей части, только одному из двух элементов энергетической безопасности – тактической составляющей, что в [6] установлена как состояние безопасности государства либо его региона от угроз глобального нарушения бесперебойности энергоснабжения из-за финансовой или физической недоступности ТЭР оптимального качества. Иными словами, тактический элемент энергетической безопасности определяет безопасность государства либо его региона от сбоев,

верных перебоев энергоснабжения.

В отличие от тактической, стратегическая элемента ЭБ определяет безопасность государства от угрозы существенного и продолжительного недостатка энергоресурсов, что приводит к сдерживанию финансового роста и в соответствии с этим общественного прогресса либо даже тормозит поддержание оптимального функционирования общества и экономики при наименьшем или нулевом финансовом росте.

Эволюция исследований ЭБ от акцента на тактическую составляющую, текущие тактические угрозы, к упору на стратегическую составляющую, на стратегические риски энергетической безопасности, была независимо, исторически predetermined. На самом деле, в конце 80-х годов и в первой половине 90-х годов 20 столетия максимальные опасения порождали подобные финансовые, общественные и политические опасности энергетической безопасности, как: несоответствие либо снижение классических экономических взаимосвязей России и её энергетических компаний с иными республиками СССР, ставших независимыми странами, и с странами Восточной (Центральной) Европы – членами СЭВ (Совета экономической взаимопомощи), распавшегося к началу 90-х годов, а кроме того нарушения либо недо-

19

статок внутрироссийских хозяйственных взаимосвязей, в первую очередь из-за провала распределительной системы и затяжного развития новейшей системы взаимосвязей; трудовые инциденты и забастовки; сепаратистские направления, областные, народные и прочие общественно-политические инциденты (в том числе борьбу в Чечне), диверсионно-террористические акты; экономическая нестабильность экономики и её энергетической компоненты, увеличение неплатежей и задолженностей (кредиторской и дебиторской). К середине – окончанию 90-х годов данные риски в существенной мере притупились либо были преодолены.

В то же время в связи с рассмотрением и исследованием среднесрочных и долгосрочных энергетических возможностей – сначала в промежуток до 2010 г. [19], далее – до 2020 г. [17], в конечном итоге, до 2030 г. – оказалось, что основная угроза для энергетической безопасности в долгосрочной перспективе – возможность длительного недостатка экономически и физически доступных ТЭР: невыполнимость обеспечения ими необходимых темпов финансового роста и общественного прогресса. Подобным образом, на первый план выдвинулась стратегическая элемента энергетической безопасности. Основные из стратегических рисков – весьма значительная энергетическая неэкономность народного хозяйства, глубочайший физический и нравственный износ основных фондов ТЭК, продолжительная заминка с освоением новейших месторождений газа и нефти, серьезный кризис концепции теплоснабжения, проблемность масштабного наращивания вклада угля, атомной и возобновляемой энергии на равновесие основных энергоресурсов, весьма неспешное преодоление всех данных проблем, прежде всего из-за недостатка инвестирования ТЭК и энергосбережения, а кроме того из-за институциональных и управленческих факторов.

Спад производства в результате разразившегося в 2008-2009 гг. экономического кризиса предоставляет некоторую отсрочку грозящему дефициту ТЭР, и её необходимо использовать для формирования устойчивого курса на преодоление указанных 2 х стратегических угроз. Важным условием успеха в этом направлении является радикальное

совершенствование и обновление методов и инструментария для исследования ЭБ России и ее регионов, и обоснования путей ее обеспечения (укрепления), имея в виду, что до сих пор для этих целей использовался инструментарий, в значительной мере унаследованный от исследования надежности и живучести систем энергетики. [19] 15 12

20

1.2 12 Характеристика внутренних аспектов энергетической

безопасности

Несмотря на то, что 30 доминирующее 39 го сударство в международной экономике и 39 в 116 Российской Федерации в настоящее время 116 занята нефтью, использование природного газа скрывает гораздо больше возможностей. Они не связаны с богатыми запасами природного газа, найденными на шей страны, как с некоторыми экологически и научно-техническими 39 преимуществами.

Россия владеет настоящими запасами природного газа, которые оцениваются в 48 трлн. 30 сс 39 метров, что составляет более четверти мировых запасов 30 - преимущественно, чем в любом другом отделе в том состоянии. За период 1995-2005 годов, добыча газа в нашей стране 30 увеличилась почти на 8% - с 555,4 до 598 млрд. 30 долларов. сс meters

Несмотря на то, что в конце 1980-х 30 годов, добыча газа на территории 30 Российской Федерации составила почти 600 миллиардов. сс meters,

этот рост не носит 30 возобновляемого характера и связан с тем, что 30 несколько месторождений провели сами. Потребление газа в нашей стране за тот же период увеличилось более чем на 7% с 377,8 до 405,1 млрд. 30 Долларов. сс meters Согласно расчетам экспертов, при нынешних уровнях производства и использования разведанные запасы природного газа в Российской Федерации достаточны в течение как минимум 80 лет. Для сравнения, в нашей стране всего 6,2% мировых 39 запасов нефти, а с нынешним уровнем использования их хватит всего на 20-30 30 лет.

Но если мы более внимательно изучим ситуацию с природным газом, выясняется, что есть несколько важных проблем, представляющих угрозу для энергетической безопасности государства.

Самое страшное из них - исчерпание существующих месторождений и медленное развитие новых, что угрожает 39 нехватке газа на внутреннем рынке. Добыча природного газа на 30 самых старых и крупнейших газовых месторождениях: Медвежье и Уренгойское, которые в 2005 году составляли почти 50% всей продукции, снижается с конца 1990-х годов. Развитие новейших крупных месторождений, 39 таких как Южно-Орусский или Штокмановский 39, значительно задерживается, что приводит не только к чрезвычайно скромным темпам роста добычи (всего 8% за 10 лет), но и к потенциальной нехватке природного газа на внутреннем рынке. Таким образом, несоответствие между внутренним спросом и предложением «Газпрома» в 2004 году составило около 50 миллиардов. сс До тех пор, пока можно компенсировать

21

этот дефицит путем покупки газа 30 из государств Центральной Азии, но их 30 потенциал не огромен. Более процветающие государства в этом регионе, Туркменистане, Казахстане и Узбекистане, больше ориентированы на поставки газа в Европу и Тихоокеанский регион, чем в Российскую Федерацию.

Нет необходимости упускать из виду перебои в поставках электроэнергии в крупных населенных пунктах зимой, а также ряд крупных аварий на электростанциях, что привело к многочисленным от-

ключениям электроэнергетики. И если в последние годы предприятия, у которых были свои собственные генерирующие силы, были отключены, то в конечном итоге, если вы оставите все как есть, отсутствие электричества затронет простых граждан России.

По какой-то причине, в состоянии, где сосредоточены самые богатые месторождения органического топлива и которые называет себя «энергетической энергией», возникают ли такие значительные трудности с энергией? Проблема в том, что за этими действиями существуют совершенно конкретные причины экономического характера. Это значительный уровень обесценения основных фондов энергогенерирующих предприятий, а также очень значительное истощение основных газовых месторождений. Несмотря на то, что все эти причины имеют разную основу, все без исключения, они были связаны с отсутствием инвестиций в модернизацию, развитие основных фондов и разработку новых месторождений. Более очевидный способ исправить то, что произошло, - привлечь крупные инвестиции и сосредоточить внимание на решении существующих проблем. Однако это может быть выполнено по-другому: применить синергический эффект, связанный с тем, что все отрасли энергетики без исключения считаются взаимосвязанными, и улучшение одного из них создаст импульс для формирования других.

Если проанализировать структуру генерирующих мощностей Российской Федерации, то выявится, что практически 70% всей электроэнергии производится на тепловых электростанциях, функционирующих на органическом топливе, а наиболее 60% данных электростанций работают на естественном газе. Из этого следует, что газовые ТЭС производят более 40% общей электроэнергии. На внутренний рынок поставки газа реализовывают как компания «Газпром», так и независимые производители газа. В 2014 году «Газпром» поставил на внутренний рынок 290 миллиардов куб. метров природного газа, а независимые производители - 53,5 миллиардов куб. метров.

Именно предприятие «Газпром» главным образом оказывает большое влияние на безопасность поставок природного газа внутри государства. Однако «Газпром» обладает кроме того и монопольным правом на вывоз природного газа, что осуществляется не по спотовым ценам, а на основе долгосрочных договоров. Отличительная черта данных договоров состоит в том, что в их никак не указан четкий размер природного газа, что должен быть установлен на экспорт, а указан только промежуток, в границах которого должно лежать данное значение. Ранее возникла обстановка, когда из-за холодной погоды «Газпром» повышал поставки газа как национальным, так и заграничным потребителям. В этом случае приходилось использовать газовые хранилища, так как добыча газа за сутки в данный промежуток была ниже, нежели его расходование.

В минувшем году, как и ранее, не отмечалось каких-либо серьезных сбоев с поставками природного газа, однако сохранится ли этот баланс в перспективе? Скорее всего - нет. Первопричина этому - ранее упоминавшееся истощение ряда основных месторождений и нехватка инвестиций в освоение новейших. Таким образом, в промежутке с 2000 по 2004 гг. инвестиции Газпрома в геологоразведку и газодобычу не превысили 30% от общего размера вложений в основной капитал. Из-за этого был перенесен срок ввода в использование ряда месторождений, к примеру, Бованенковского, Харасавэйского и Новопортовского.

Но это не все. Цена является одним из основных условий, определяющих основные тенденции в поставках природного газа. В среднем газ поставляется на европейский рынок по цене 200-240 долларов за тысячу кубометров. метров, в то время как средняя стоимость газа на внутреннем рынке составляет около 50 долларов. Такая значительная разница в цене делает поставки природного газа для экспорта в Европу из 39 нач ительно более 39 привлекательными, чем н а внутреннем рынке.

Как «Газпром» обеспеч 39 ива ет безопасность для нужд 39 внутреннего рынка и в то же время находит газ для экспортных поставок? 30 Это про исходит главным образом в результате 39 приобретен ия независимыми производителями газа под пре 39 длогом «возвращения активов». Следует отметить, что независимые поставщики газа демонстрируют неплохие темпы роста добычи газа, например, с 1999 по 2004 год. Рост этой доли поставщиков составил почти 100%. 30 Но это не решает 30 абсолютно все вопросы « Газпрома», и ему приходится покупать газ 30 из азиатских республик СНГ 30 , прежде всего из Туркменистана, а также из Казахстана и

23

Узбекистана. Однако основной поставщик газа, Туркменистан, настолько обременен обязательствами по 30 поставке газа, что их 30 безопасность будет очень сомнительной в кратчайшие сроки: государству просто не хватает газового потенциала для реализации всех контрактов. Как вы можете найти решение вопроса о неизбежной нехватке природного газа и в то же время применить сложившуюся ситуацию на европейском рынке в максимально возможной степени на европейском рынке?

Есть только один выход - отвлечь долю газа от внутреннего рынка, но из какого сектора? Для домохозяйств доступный газ представляет собой важную социальную роль, и отвлечение его от этого сектора приведет к увеличению стоимости, что приведет не только к тому, что ряд отдаленных регионов, где газ 30 является одним из энергоносителей, окажутся в сложной ситуации, но и увеличить неуплату., Например, Чечня начала платить частично за газ не так давно, и это находится на текущем уров 39 не стоимости . Таким образом, удаление газа из этого сектора 39 приведет к тому, что внутренний газовый рынок 30 будет еще менее прибыльным. Аналогичная ситуация с продажей природного газа предприятиям. Одним из оставшихся секторов является производство электроэнергии.

Электростанции, действующие на природном газе, потребляют порядка 38% в 39 целом добыв аемого в государстве газа, а это приблизительно 39 о 227 миллиардов. куб. метров 39 . Для сопоставления, н ародонаселение тратит 39 16% всего добываемого газа, или 95 30 миллиардов. куб. м, а промышленность - 10% (порядка 60 30 миллиардов. куб.м.). Таким образом 30 , значительные объемы газа можно 30 отыскать только лишь в электрогенерирующем секторе.

Но нежелателен ли сменить газовые электростанции? Один возможный вариант - угольные электростанции. 30 Инновационные модификации тепловых угольных электростанций имеют КПД, 30 аналогичный предыдущим поколениям газовых электростанций, а новые очистные фильтры могут 30 уменьшить вредоносные выбросы в атмосферу до 30 минимального количества. Более того, активное формирование данного вида электростанций должно дать толчок угледобывающей индустрии, которая испытывает не наилучший период. На сегодняшний день абсолютно реально уменьшить долю ТЭС, работающих на природном газе, с 70% до 60% и заменить их угольными и, отчасти, гидроэлект 3 ро-

станциями к 2010-2012 гг. Нетрудно подсчитать, что при осуществлении данной идеи может быть сэкономлено до 35 миллиардов. куб. м. природного газа в год. Что касается финансирования, то преобразова-

24

ние «РАО ЕЭС» даст возможность либерализовать электрогенерирующий рынок Российской Федерации и, с помощью вывода новейших компаний на биржу, привлечь требуемые ресурсы.

1.3 Группы угроз энергетической безопасности.

Первоначальным шагом при обосновании путей постановления вопросов энергетической безопасности для разных сценариев формирования экономики и энергетики Российской Федерации и её регионов стало распознавание и систематизация имеющихся и возможных угроз энергетической безопасности. На основе многолетних исследований вопросов энергетической безопасности [1-3, 8, 28-31] систематизированы ключевые вероятные угрозы энергетической безопасности Российской Федерации и её регионов. Вся совокупность угроз энергетической безопасности показана в виде пяти групп:

- экономические (недостаток инвестиционных ресурсов, энергетическое расточительство экономики, большие цены в ТЭР и т.д.);
- общественно-политические (трудовые инциденты, диверсии, терроризм, экстремистские действия социальных движений антиэнергетического направления);
- техногенные (катастрофы, взрывы, пожары антропогенного и техногенного происхождения в объектах ТЭК, эти же действия в объектах иных сфер экономики, сопряженных с объектами ТЭК);
- природные (стихийные бедствия; продолжительные маловодья на реках с ГЭС);
- управленческо - правовые (ошибки в финансовой политике страны, недостаточность проработки постановлений по перспективному развитию энергетики; малоэффективность энергосберегающей политики страны и т.д.).

При этом к экономическим отнесены не только лишь непосредственно угрозы энергетической безопасности общеэкономического возникновения, однако кроме того дестабилизирующие условия и диспропорции в энергетике производственно - экономического характера, выступать в роли угроз для предоставления надежного, бездефицитного энергоснабжения.

В сегодняшний день и в ближайшей перспективе с точки зрения стабильности энергоснабжения преобладающее значение имеют угрозы финансового и управленческо - правового характера. Но в единич-

25

ных случаях может стремительно увеличиться условная значимость тех либо иных техногенных и природных опасностей.

В обстоятельствах отмеченного выше увеличения значимости стратегического аспекта энергетической безопасности в ИСЭМ СО РАН были уделены ключевые стратегические угрозы, чреватые длительным и глубоким сдерживанием темпов формирования государственной экономики в силу возможного проявления существенных недостатков ТЭР у потребителей государства в период до 2020-2030 гг. Перечень этих угроз представлен на рис. 3, здесь же показаны и взаимосвязи между ними [32-35].

Вывод по 1 главе

Как видно из краткого анализа энергетической безопасности, текущее состояние дел далеко от безупречного. Тем не менее, можно констатировать, что в доли внутренних аспектов ЭБ у правительства

нашего государства имеется точный проект по улучшению условия в данной сфере, что нашел отражение в «Энергетической Стратегии России в период до 2020 года». Но, эту стратегию можно анализировать только как ответ на сформировавшуюся обстановку, более того, она не лишена ряда недостатков и основательно запоздала. К примеру, сомнения вызывают научно-технические проблемы строительства угольных электростанций, которыми в перспективе планируется замещать газовые. В данный период у нас отсутствуют современные разработки, позволяющие увеличить КПД угольных электростанций не смотря на то бы вплоть до 50-52%, не говоря уже о технологиях, с мощностью которых возможно достичь ещё большего значения их КПД. Непосредственно подобные значения КПД дают возможность угольным электростанциям сформировать полноценную конкуренцию газовым. Более этого, может сформироваться вопрос со постройкой угольных станций, так как в Российской Федерации весьма мало специалистов, способных осуществлять деятельность такого высокого уровня. Решение данной задачи возможно только лишь с помощью незамедлительных инвестиций в образование.

Как представляется, для предоставления внутреннего рынка природным газом и электричеством в долгосрочном периоде необходимо:

26

- повысить капиталовложения в разведку и исследование новейших месторождений. В данный период «Газпром» расходует крайне значительные ресурсы на посторонние цели, и данные затраты должны быть по максимуму оптимизированы. В случае неосуществимости резко повысить инвестиции в геологоразведку и исследование месторождений, следует находить другие источники финансирования. Это может быть вовлечение денег внешнего инвестора либо кредит под обязательства Правительства РФ. Для данных целей можно использовать

также часть Стабфонда;

- обеспечить независимым производителям газа значительную свободу. Формирование биржи по торговле природным газом - только лишь начало. Независимые производители значительно наиболее результативны, нежели монополист «Газпром», невзирая на то, что они в большей степени оперируют на месторождениях «жирного» газа, которого обходится дороже, нежели обыкновенного;

- вкладывать в профильное техническое образование. С целью эффективного претворения в жизнь проектов замещения газовых электростанций угольными очень важно достаточное число специалистов. Фирмам следует увеличивать сотрудничество с ВУЗами для этого, чтобы сразу заинтересовать выпускников к реализации данных вопросов;

- увеличить цены на природный газ в электрогенерирующем сегменте. Как ни неприятно это звучит, но данное обеспечит прекрасный стимул для формирования ТЭС, работающих на угле. В данный момент, отношение стоимости на газ и уголь (в условном топливе) близко к 0,9:1, в Европе - 2:1. Для успешного формирования отрасли необходимо, чтобы данное соответствие пр-высило 1:1 и дошло до 1,7-1,8. Это сопряжено с этим, что газовые и угольные электростанции обладают различной отдачей.

27

2. Энергетическая безопасность: механизмы обеспечения

2.1 Генерирующие объекты и влияние человеческого

фактора на их надежность

«Человеческий фактор»

Энергетические объекты, производящие один или два вида энергии (электричество или теплоэнергию) либо передающие их, по своей сущностной структуре являются сложными человеко - машинными системами, для которых характерны следующие основные свойства:

- множественность нелинейных зависимостей между элементами объектов, часть из которых носит вероятностный или неопределенный характер;
- быстротечность технологических процессов, происходящих в них, достигающая скорости распространения света (в электроэнергетических объектах);
- сильная восприимчивость объектов к воздействиям окружающей среды;
- непрерывность развития, что связано с постоянными изменениями их параметров;
- большая инерционность в развитии и функционировании;
- саморегулируемость, включая адаптацию;
- наличие механизма обратной связи;
- совпадение во времени спроса на энергию и ее производства, что исключает возможности ее хранения (в объектах электроэнергетики).

Вследствие указанных свойств управление энергетическими объектами связано с восприятием огромного объема информации, значительная часть которой носит неопределенный характер. Безопасность функционирования таких человеко-машинных систем (ЧМС) в большой степени зависит от **116** «человеческого фактора», под которым понимается объективно присущая человеку неспособность в течение длительного времени безошибочно управлять человеко-машинными объектами, исключая их отказы с соответствующими негативными экономическими и социальными последствиями [27].

Так, до 80-х годов XX века аварии при управлении сложными технологическими объектами по вине человека составляли значительную, а в некоторых случаях и преобладающую часть в общем их числе (Таблица 2).

28

Таблица 2. Доля аварий по вине человека при управлении техническими объектами. Источник: Окороков В.Р, Окороков Р.В. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая безопасность».

Виды технических объектов Доля аварий по

вине человека, %

Авиация (Франция, 1914 г.) 90

Авиация (США) 90

Автодорожные происшествия (США) 72-80

Морской флот (США) 80

Аварии при пуске межконтинентальных

ракет (США)

50

Аварии при эксплуатации АЭС в Онта-

рио (Канада) за 1970 - 1979гг.

43

Аварии при эксплуатации ТЭС (СССР) 25

Из Таблицы 2 следует, что в некоторых технических объектах до 90% аварий и отказов вызываются ошибками операторов при управлении объектами. Ошибки операторов не случайны, поскольку при управлении техническими объектами они контролируют тысячи различных параметров. Например, под контролем оператора крупной

ТЭС находятся около 1500 параметров, характеризующих работу парогенератора, турбины и электрического генератора, до 70 автоматических регуляторов, свыше 300 объектов дистанционного управления, до 100 технологических задач и около 300 табло сигнализаций [27].

Чтобы исключить ошибочные действия операторов энергетических объектов, наука и практика пошла двумя путями, направленными, с одной стороны, на повышение «надежности» самих операторов при управлении энергетическими объектами, а с другой - на автоматизацию их технологических процессов и систем управления (СУ) энергетическими объектами.

Методологическая база этой концепции основывалась на использовании преимуществ человека как оператора, а также технических систем современных энергетических объектов, являющихся единым человеко-машинным комплексом (ЧМК). Высокая гибкость и адаптация к изменениям условий, интуиция, способность к прогнозированию, предвидению развития событий, принятию решений в сложных ситуациях при наличии нескольких противоречивых или неопределенных критериев являются чисто человеческими качествами, что опреде-

29

ляет место человека в ЧМК и характер возлагаемых на него следующих основных функций: принимать решения, быть резервом технических управляющих систем в случае их отказов и обеспечивать содержание оборудования в надежном работоспособном состоянии.

В то же время технические объекты имеют преимущества перед человеком, когда требуется быстрое действие в выполнении операций, высокая точность, большие нагрузки, вызываемые технологическими процессами и т.п. Поэтому основной стратегией обеспечения безопасности человеко-машинных систем, примером которых являются энергетические объекты, стало наилучшее использование свойств, присутствующих человеку, в сочетании с преимуществами ЧМК благодаря наличию в нем технических систем управления на основе принципа их синтеза, обеспечивающего повышение надежности «человеческого фактора». Суть этого принципа сводится, во-первых, к компенсации недостатков человека за счет преимуществ машин, а во-вторых, к полному использованию его достоинств путем создания соответствующих технических систем управления (ТУС). Согласно этой стратегии доминирующим компонентом любой человеко-машинной системы является человек. «Машинная» часть независимо от степени ее совершенства рассматривается как подчиненный элемент - орудие труда субъекта [28].

Основным механизмом, обеспечивающим реализацию принципа синтеза достоинств человека и технических систем в управлении ЧМК, является создание адаптивных автоматизированных систем управления (ААСУ) ЧМК, в которых он осуществляется на основе соблюдения требования адекватности, предусматривающего согласование основных параметров ТУС и «управленческих» характеристик биологических (человеческих) их элементов, а также требования идентификации информационной среды, обеспечивающего согласование свойств информационных потоков, циркулирующих между техническими и биологическими элементами ЧМК [29]. Создание подобных адаптивных автоматизированных систем управления ЧМК, сочетающих достоинства человека и технических систем управления, а также автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) энергетических объектов позволило существенно сократить ошибочные действия персонала при их функционировании.

Однако полностью исключить «человеческий фактор» при управлении энергетическими объектами не удалось, поскольку внедрение автоматизированных систем управления превращает человека в пассивный элемент. Отсутствие практики активного управления, моно-

30

тонность в работе оператора снижает остроту его реакции, ухудшает оперативное мышление и приводит к потере бдительности. Этому способствует и подмена физического объекта управления его информационной моделью (мнемосхемой, табло и т. п.), отчуждающей оператора от его реального функционирования (поведения), вследствие чего реальная цель действий оператора - управлять объектом - замещается игровой: сохранить или создать заданное расположение индексов на приборной панели, что снижает значимость основной цели управления и меру ответственности за совершаемые действия [27].

Весьма показательными примерами, иллюстрирующими действия операторов в подобных ситуациях, являются трагическая авария с самолетом в Перми и экстренной посадкой другого самолета летом 2010 года в тайге в Республике Коми. В первом случае летчики (операторы) неверно воспринимали показания действующей информационной системы, а во втором случае, при ее полном отказе, перешли на ручное управление и совершили безаварийную посадку самолета, ориентируясь на информацию о реальном положении самолета, получаемую хоть и примитивным, но физическим методом.

Второй случай также иллюстрирует и важную функцию человека - быть резервом АСУ техническими системами в случае их отказов.

Для повышения эффективности действий операторов при управлении автоматизированными энергетическими объектами наука и практика используют разные механизмы и средства. Основным эмоционально-волевым качеством, которым должен обладать оператор, управляющий энергетическим объектом, является готовность к экстренным действиям, и он должен уметь мобилизовать все свои силы в момент наступления аварии. Поэтому необходимо использовать соответствующие процедуры профессионального отбора операторов, обучать их и проводить периодические тренировки в условиях, близких к реальным условиям их работы. Так, в системе Ленэнерго, один раз в квартал проводились диспетчерские (системные и сетевые), станционные, цеховые, подстанционные тренировки, а также тренировки на отдельных участках. Такая практика обучения и тренировок диспетчеров позволяла поддерживать их рабочий тонус и снижать влияние «человеческого фактора» при управлении энергетическими объектами.

Однако практика эксплуатации энергетических объектов показала, что осуществление указанных выше мер по снижению действия «человеческого фактора» не может гарантировать абсолютную надежность «человеческого» звена современных ЧМК. Человек всегда остается человеком: у любого здорового оператора, обладающего необхо-

31

димыми профессиональными знаниями, навыками и компетенциями, могут наступать неблагоприятные психические состояния, ведущие к большему или меньшему нарушению качества его работы. «Шкала» этих состояний имеет довольно широкий диапазон: от состояния повышенного возбуждения (эйфории) до крайней степени утомления. Поэтому стали разрабатываться методы управления состояниями операторов, нацеленные на активизацию естественных психологических процессов, к которым относятся методы психологического воздействия (функциональная музыка, стимуляция биологически активных

точек и т. п.) и социальные методы, направленные на коррекцию режимов труда и отдыха, улучшение санитарно-гигиенических и эстетических условий работы и др.

В последние годы в дополнение к традиционным инженерно-психологическим методам снижения «человеческого фактора» при управлении энергетическими объектами (Рисунок 2.) стали добавляться новые методы, основанные на новой концепции передачи функций принятия решений от человека к интеллектуальным техническим системам управления (ИТСУ) ими [31-32].

Рисунок 2. Классификация инженерно - психологических методов повышения надежности «человеческого фактора» в управлении энергетическими объектами. Источник: Окороков В.Р, Окороков Р.В. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая безопасность».

32

По моему мнению, реализация этой концепции в будущем позволит если не исключить полностью влияние «человеческого фактора», то, по крайней мере, существенно уменьшить его в управлении современными энергообъектами. Не менее важную роль «человеческий фактор» играет при выполнении третьей функции человека в функционировании и развитии энергетических объектов - обеспечить содержание их технологического оборудования в надежном работоспособном состоянии, которое также осуществляется посредством целого комплекса мероприятий технического, нормативного, организационного и экономического характера [20].

Надежность и безопасность генерирующих объектов

Следствиями изменения ценностей деятельности самостоятельных в организационном и финансовом взаимоотношениях энергетических предприятий считаются многие нарастающие отрицательные тенденции, главными из которых являются следующие:

1. Несоответствие темпов ввода генерирующих мощностей темпам роста спроса на энергию, что привело к появлению энергодефицитных регионов и снижению темпов роста их ВВП и страны в целом (по оценке экспертов, снижение ВВП из-за дефицита мощности в 2006 – 2008 годах оценивалось суммой 1,5 трлн. рублей ежегодно) [34];
2. Нарастание физического и морального износа основного технологического оборудования производства, транспорта, передачи и распределения энергии, что снижает технологический и экономический потенциалы электроэнергетики (Рисунок 2): уровень износа достигает на ТЭС 64% (а на ряде ТЭЦ — 80%), в сетях ФСК — 45% и на подстанционном оборудовании МРСК - 6 6 5% [35]. 21 Однако более удручающие данные относительно износа оборудования отечественной электроэнергетики показывает исследование, выполненное осенью 200 19 9 года по принятой в мировом сообществе методике оценки его физического износа (19 Таблица 3). По этой методике обследовано техническое состояние основного энергетического оборудования тепловых и гидроэлектростанций. В общей сложности были исследованы доступные данные годовых отчетов генерирующих компаний по 1523 турбинам, установленным на 310 ТЭС; 2140 котлам, работающим на 295 ТЭС; и 1763 трансформаторам, установленным на 266 ТЭС; по ГЭС исследовались доступные данные об износе 502 гидротурбин, действующих на 110 ГЭС; 435 генераторов, установленных на 105 ГЭС, и 387 трансформаторов, работающих на 87 ГЭС [34]. 19

33

Рисунок 3. Динамика располагаемой мощности электростанций страны

из-за выбытия генерирующих мощностей. Источник: Окорочков В.Р.,

Окорочков Р.В. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая

безопасность».

Физическая амортизация была рассчитана для всех указанных

типов оборудования; степень физического износа рассчитывалась как

отношение накопленного срока службы устройств и узлов. В качестве

стандартного срока службы турбин использовался их ресурс парковки

(время работы силового оборудования, которое обеспечивает их бес-

перебойную работу при соблюдении требований нормативной и тех-

нической документации, устанавливается изготовителем и указано в

технической спецификации это не ресурс (общее время работы, при

котором работа оборудования должна быть остановлена независимо от

ее технического состояния, установленного до начала 2009 года [34]. 6

34

Таблица 3. Методика оценки физического износа оборудования по

методологии компании «Делойт и Туш». Источник: Окорочков В.Р.,

Окорочков Р.В. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая

безопасность».

Степень

износа,

%

Гру

ппа

Состояние

оборудования

Характеристика состояния оборудования

0-5 А Новое Новое, установленное и еще не эксплуатировав-

шееся оборудование в отличном состоянии

5-17 Б Очень хорошее Бывшее в эксплуатации оборудование, полно-

стью отремонтированное или реконструирован-

ное, в хорошем состоянии

17-33 В Хорошее То же

33-50 Г У 6 доветвори-

тельное 68

Бывшее в эксплуатации оборудование, требую-

щее некоторого ремонта или замены отдельных

мелких частей, таких как подшипники, вклады-

ши и др.

50-67 Д Условно при-

годное

Бывшее в эксплуатации оборудование в состоя-

нии, пригодном для дальнейшей эксплуатации,

но требующее значительного ремонта или заме-

ны главных частей, таких как двигатель, и дру-

гих ответственных узлов

67-83 Е Неудовлетво-

рительное

Бывшее в эксплуатации оборудование, требую-

щее капитального ремонта, такого как замена

рабочих органов основных агрегатов

83-95 Ж Непригодное к

применению

Бывшее в эксплуатации оборудование, непри-

годное к дальнейшему использованию

>95 З Лом Оборудование, в отношении которого нет разум-

ных перспектив на продажу, кроме как по стоимости основных материалов, которые можно из него извлечь **21**

35

Два признака физического износа, номинальные и удельные, были рассчитаны в абсолютном масштабе, равном 100%, наличие этого показателя износа более 100% демонстрирует, как долгое время оборудование продолжает работать с абсолютно развитым парком (индивидуальный) ресурс.

Окончательные данные исследования [8] приведены в таблице. 3, что означает, что в соответствии с методологией (таблица 2) оборудование российской электроэнергетики «может быть охарактеризовано преимущественно или как непригодное для использования, или как металлолом».

Из Таблицы 4 вытекает, что и на ТЭС, и в ГЭС материальный износ основного оборудования достигнул почти границы, его последующая эксплуатация будет связана с серьезными опасностями. Перечни крупных ТЭС и ГЭС с более изношенным оборудованием приведены в Таблицах 5 и 6.

Таблица 4. Средний удельный износ энергооборудования электроэнергетики РФ,%. Источник: О कोरोков В.Р, О कोरोков Р.В. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая безопасность».

ТЭС ГЭС

Всего оборудования 83,85 Всего оборудования 97,42

В том числе отдельных агрегатов на единицу установленной

В том числе отдельных агрегатов на единицу установленной мощности:

ности:

турбин 77,06 турбин 93,77

энергетических котлов 80,33 - -

генераторов 103,4

9

генераторов 104,72

трансформаторов 108,7 трансформаторов 97,39

Исследование данных табл. 5 и 6 демонстрирует, что в основной массе крупных ТЭС и ГЭС риск технологических аварий крайне велика, с целью этого достаточно наличие какого-либо одного условия опасностей, как это произошло с турбиной в Саяно - Шушенской ГЭС, в которой ремонтные рабочие «не докрутили» гайки на крышке.

В Таблицах 5 и 6 приведены кроме того оценки паркового ресурса турбин основных оптовых (ОГК) и территориальных генерирующих фирм (ТГК), из которых следует, что нужны неотложные капиталовложения в их модернизацию и технологическое перевооружение. **14**

36

Таблица 5. Крупнейшие ТЭС (более 2000 МВт) с самым изношенным оборудованием (потенциально самые аварийные). Источник: О कोरोков В.Р, О कोरोков Р.В. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая безопасность». **14**

ТЭС Установленная

электрическая

мощность, МВт

Удельный фи-

зический износ

турбин, %

Группа
износа
Заинская
ГРЭС
2400 111,7 Э
Костромская
ГРЭС
3600 96,49 Э
Сургутская
ГРЭС-1
3280 95,33 Э
Ириклинская
ГРЭС
2400 93,53 Ж
Рефтинская
ГРЭС
3800 92,34 Ж
Ставрополь-
ская ГРЭС
2400 92,27 Ж
Пермская
ГРЭС
2400 90,7 Ж
Сургутская
ГРЭС-2
4800 89,88 Ж
Рязанская
ГРЭС
2650 88,81 Ж
Киришская
ГРЭС
2100 83,89 Ж

3. Снижение **21** долговечности и безопасности внешнего электроснабжения потребителей, в том числе крупных населенных пунктов, из-за увеличения физического износа энергетического оборудования и невыполнения технологических стандартов для его текущего технического обслуживания и эксплуатации. В последние годы количество отключений электроэнергии значительно возросло не только в системах электроснабжения, но и в абсолютно всех топливно-энергетических системах из-за многочисленных обстоятельств. Коренной причиной этих отключений во многих случаях является пренебрежение экономических интересов владельцев и управления компаниями в виде получения высоких прибылей. в краткосрочной перспективе **14**

т **14** иве по сравнению с другими техническими требованиями - необходимость иметь достаточные резервы мощности, эксплуатировать оборудование в их технически приемлемых условиях нагрузки, проводить ремонт и техническое обслуживание текущего и капитального оборудования, устанавливать инновационные проекты в области электроснабжения и разработки и т. д.

Таблица 6. Крупнейшие ГЭС (более 1000 МВт) с наибольшим физическим износом оборудования (потенциально самые аварийные). Источник: О कोरोков В.Р., О कोरोков Р.В. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая безопасность».

ГЭС Установленная

электрическая

мощность, МВт

Удельный

физический износ

на конец 2008г.,

%

Груп

па износа

Кра 6 снояр-

ская

6000 133,89 З

Братская 4500 120,93 З

Усть-

Илимская

3840 110, 21 21 З

Саратов-

ская

1270 96,81 З

Нижнекам-

ская

1205 91,46 Ж

Чебоксар-

ская

1370 86,81 Ж

Саяно-

Шушенская

6400 86,33 Ж

4. Увеличение удельного расхода топлива для производства элек-

трической и тепловой энергии и потерь в электрических и тепловых

сетях из-за наибольшего износа оборудования и его эксплуатации в

неоптимальных системах. Это приводит к необоснованному увеличе-

нию тарифов на электроэнергию, которые станут обременительными

не только для предприятий, особенно для малых и средних, но и для

обычных граждан, чьи счета за коммунальные услуги становятся ос-

новной статьей затрат, что значительно снижает уровень требуемых

затрат на поддержание нормального физического состояние.,

5. Увеличение нагрузки на окружающую среду из-за эксплуатации

старого энергетического оборудования, что не позволяет Российской

Федерации гарантировать экологическую среду для жизни своих 6

38

граждан. Преодолев кратковременный спад в связи с мировым эконо-

мическим кризисом 2008-2009 гг. И перейдя к докризисным темпам

экономического образования, Российская Федерация снова может

находиться в ситуации неконтролируемого увеличения выбросов

(сбросов) загрязняющих веществ и вредных веществ, а также парнико-

вых газов в окружающую среду с чрезвычайно серьезными социально-

экономическими результатами для экономи 6 ки 19 и общества государства.

6. Недоразвитость и асимметрия транспортной и распределительной

инфраструктуры российского топливно-энергетического комплекса в

целом и его электроэнергетического сектора в частности. Первона-

чальное формирование транспортной и распределительной инфра-

структуры российского топливно-энергетического комплекса осу-

ществлялось с удалением основного внимания энергоснабжению

крупных промышленных городов и центров, направленных на экспорт

топливно-энергетических ресурсов, а также районов с низкой плотно-

стью потенциальной энергии спрос остался без основного энергоснабжения. Результатом такого асимметричного образования считается почти полное исключение более 50% территории и государства из централизованного энергоснабжения и в соответствии с этим из современного экономического развития с огромными возможными потерями и угрозами социально-политического характера.

Таблица 7. Остаток паркового ресурса турбин ОГК до продления или

вывода турбин и эксплуатации. Источник: О कोरोков В.Р, О कोरोков Р.В. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая безопасность».

Компания

Установленная электрическая мощность, МВт

Остаток ресурса до продления или вывода турбин,

%

ОГК-3 8497 22,13

ОГК-4 8630 20,66

ОГК-6 8478 18,06

ОГК-1 9531 16,64

ОГК-2 8695 9,32

ОГК-5 8982 8,49

Таблица 8. Остаток паркового ресурса турбин ТГК до продления

или вывода турбин из эксплуатации. Источник: О कोरोков В.Р, О कोरो-

ков

Р.В. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая безопасность».

Компания Установленная электрическая мощность, МВт

Остаток ресурса до продления или вывода тур-

бин, %

ТГК-11 2026 40,94

ТГК-12 4392 29,91

ТГК-10 3265 26,86

ТГК-6 3140 22,29

ТГК-13 2562 22,09

ТГК-2 2577 18,43

ТГК-5 2467 17,5

ТГК-8 3602 15,58

ТГК-14 643 14,97

ТГК-3 11117 9,57

ТГК-4 3390 8,34

ТГК-1 6269 6,68

ТГК-9 3330 6,15

ТГК-7 6880 3,49

7. Сокращение энергетической безопасности государства из-за

появления новых угроз внешнего и внутреннего характера. Главными источниками внешних угроз для ЭБ России считаются слишком большие объемы поставок российских энерго-ресурсов на иностранные рынки в сыром виде, а никак не в виде окончательных продуктов с высокой дополненной ценой, и необоснованно высокая доля контроля активов российских энергетических фирм со стороны зарубежного капитала. Ключевые источники внутренних угроз - это необоснованно

расточительное потребление и асимметрия в употреблении основных энергетических ресурсов с преимущественной ориентацией в нефть и природный газ, запасы которых постепенно истощаются, и исключение из пользования других их видов, **6**

40

экономические возможности которых абсолютно достаточны для стабильного и безопасного формирования экономики государства.

8. Слабость государственного регулирования и технологического управления и регулирования в электроэнергетике. С переходом к рыночным отношениям в электроэнергетике государства исчерпана, централизованно контролируемая система регулирования и технологического регулирования и управления практически перестала функционировать. Неотъемлемые условия, регулирующие требования об эксплуатации оборудования и его технического обслуживания, повсюду были нарушены, чтобы выполнить одну цель - извлечь прибыль в кратчайшие сроки и в максимально возможной сумме. Стандарты и стандарты проектирования, строительства и монтажа оборудования, его эксплуатации и технического обслуживания, установленные в предреформенный период и обеспечения большей безопасности отечественной электроэнергетики, со временем стали забываться и нарушаться, а ответственные за муниципальные службы для их исследований, расчетов и управления - уменьшать и «сокращать» свои собственные функциональные обязательства, если не соответствующие условия либерализованного рынка. Но прямо в либерализованной экономике с большим количеством частных и государственных интересов, конкурирующих друг с другом, выполнение определенных норм, стандартов и промышленных правил становится необходимым и необходимым условием для установления их рационального поведения.

Понимая ошибочность **6** политики невмешательства **19** страны в производственно-хозяйственную деятельность электроэнергетических компаний в **19** области регулирования и технологического управления и регулирования, правительство государства вновь возродило сеть соответствующих муниципальных структур (Министерство Энергия, Ростехнадзор и т. Д.), Но их работа более точно «предупреждающая» и рекомендательная.

И только выводы, сделанные в результате аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, которая нанесла значительный ущерб технологическому престижу государства и, в конечном счете, принятые в стране меры управления, могут заставить их должным образом выполнять свои государственные функции.

9. Несоответствие технического уровня отечественной электротехнической промышленности и потребностей инновационного формирования отечественной электроэнергетики. Научный и промышленный потенциал энергетических компаний, по экспертным оценкам, по-прежнему может гарантировать поставку оборудования на сумму около **6**

41

до 10 миллионов кВт электроэнергии в год. Но по сравнению с 1990 годом производственные мощности предприятий энергетики далеко не полностью применяются: гидротурбинами - на 30%, паровыми и газовыми турбинами - на 10-15%, котлами - на 14%, электрогенераторами и электрооборудованием - на 30%. Почти без заказов от российских энергетических компаний загрузка оборудования энергетических компаний в основном обусловлена внешними экспортными заказами.

10. Рассогласование экономических интересов вновь образованных энергетических компаний, работающих в конкурентных секторах

энергетического рынка (производство и продажа электроэнергии) и контролируемых секторов (основные и распределительные сети, диспетчеризация), которые имеют монопольный характер в процессе формирования нашей энергетической отрасли [38], в том числе Нобелевский лауреат по экономике Дж. Стиглиц [39], который в явном виде стал выражаться в деятельности фирм, транспорте, передаче и распределении электроэнергии и ее реализации.

11. Отсутствие профессиональных знаний у персонала многих энергетических компаний, и особенно у их менеджмента, поскольку рыночные отношения вытеснили из руководства компаний профессионалов-энергетиков, что ведет электроэнергетику страны к повторению американской аварии [19] (Энергетический кризис 2000–2001 годов в штате Калифорния). К сожалению, этот прогноз в российской электроэнергетике оправдался с большими потерями дважды: в мае 2005 года авариями на подстанции Чагино в Мосэнерго и в августе 2009 года на крупнейшей ГЭС страны - Саяно-Шушенской. Однако обнадеживает, что руководством страны сделаны соответствующие выводы из последней аварии и приняты конкретные меры по повышению не только технологического потенциала отечественной электроэнергетики, но и ее человеческого потенциала, который при управлении сложными техническими системами имеет решающее значение на всех этапах их создания - при проектировании, строительстве, поставках оборудования, его монтаже и эксплуатации. [20]

2. Особая роль гидроэнергетики в энергетическом балансе На сегодняшний день, основным нормативно-правовым актом, регулирующим государственную политику РФ в сфере национальной безопасности является Стратегия национальной безопасности Российской

42 ской Федерации до 2020 года (утв. Указом Президента РФ от 12 мая 2009 года No 537). Согласно п.60 данной стратегии, Одним из основных направлений политики в сфере национальной безопасности является обеспечение энергетической безопасности. К необходимым условиям достижения энергетической безопасности относятся:

Формирование энергетического рынка, отвечающего требованиям Всемирной торговой организации;

развитие инновационных энергосберегающих технологий, их международный обмен;

использование альтернативных (экологически чистых) источников энергии.

Ключевыми критериями достижения энергетической безопасности в соответствии с этой стратегией являются:

степень ресурсной безопасности и энергетического оборудования экономики, военной и социальной сферы;

баланс экспортно-импортной политики с преобладанием экспорта продуктов высокой переработки против экспорта сырья;

обеспечение эффективного использования и воспроизводства ресурсной базы недропользования;

своевременное развитие и внедрение новых технологий в топливно-энергетический комплекс нового поколения.

Особая роль в энергетическом балансе принадлежит гидроэнергетике. Стоящие перед государством задачи по строительству новых гидроэлектростанций по всей территории России,

реконструкции действующих, изыскание средств на эти цели определили решение о создании единой ГидроОГК. С точки зрения государства, как собственника гидрогенерирующих активов, создание

единой ГидроОГК обеспечивало:

- распределение корпоративных средств, полученных в результате деятельности по производству котлов, в соответствии с государственным планом развития гидроэнергетики в России;
- повышение безопасности гидрогенерирующих активов, которые в основном принадлежат государству;
- увеличение капитализации гидроэнергетических активов;
- повышение конкурентоспособности на рынке капитала контролируемой государством гидрогенерации с учетом высокой концентрации генерирующей мощности под контролем частных лиц;
- снижение издержек с учетом влияния масштабов производственной деятельности, включая административные расходы, фонд

43

заработной платы, снижение цены привлекаемых инвестиционных ресурсов;

- надежная эксплуатация гидроэнергетических объектов в составе ЭЭС России, которая в дополнение к выработке электроэнергии также выполняет функцию защиты от наводнений, регулирование судоходства, рекультивацию земель, сохранение и транспортировку рыбных ресурсов;

- поддержание необходимого уровня частоты электрического тока в ЭЭС России;

- достройку масштабных гидроэнергетических объектов, предназначенных для покрытия растущего уровня электропотребления в Сибири, на Юге России, Дальнем Востоке [21].

В настоящее время, благодаря ГЭС, на которых вырабатывается около 170 млн кВт·ч /год, удается экономить более 65 млн. т.у.т. органического топлива.

Бюджет инвестиционной программы ОАО «РусГидро» за 2010-2013 гг. составил порядка 324219,5 млн. руб. За указанный период, в эксплуатацию удалось ввести порядка 2370,5 МВт установленной мощностей. К ним относятся:

- * Богучанская ГЭС,
- * Усть-Среднеканская ГЭС,
- * Кашхатау ГЭС,
- * Егорлыкская ГЭС.

Следует отметить, что на большинстве ГЭС модернизировали оборудование. Поднимая вопрос о строительстве и вводе новых мощностей в гидроэнергетике, мы констатируем, что имеется немало доводов «против», которые являются общими для всех стран. Но в России в настоящее время основные лежат в трех плоскостях:

- социально-политической - сильное влияние на изменение условий жизни местного населения в результате затопления территорий;
- экономической - высокая стоимость освоения проектов;
- экологической - значимое влияние на перемену условий окружающей среды, посредством создания водохранилищ и изменений естественного режима стока рек.

Жизненный опыт неоднократно подтверждал, что при конкретных условиях, аргументы «против чего-либо» становятся аргументами «за что-либо». Так, до сих пор продолжается устранение последствий наводнения, произошедшего в Приамурье. Многие из тех, кто присутствовал на совещании, принимали участие в создании схемы единого применения гидропотенциала Амура. Многие, до сих пор не забыли,

44

реакции людей на разработанные предложения. В то время катастрофически не доставало емкости водохранилищ, которые не были построены в свое время.

В то же время люди должны знать о трагических инцидентах, которые произошли недавно в гидроэнергетике. Например, авария, произошедшая на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 года, в которой погибло 75 человек. Это, как и все другие аварии, демонстрирует важную проблему безопасности гидроэнергетики. Принимая во внимание невероятный взгляд на катастрофу в международной практике эксплуатации гидроэлектростанций, возросший профессиональный интерес к обстоятельствам инцидента со стороны мирового гидроэнергетического общества.

Сегодня мы должны еще раз сказать об огромной ответственности, которую несет руководство и специалисты проектных институтов, строители гидроэлектростанций, учитывая, что эти объекты являются объектами повышенной опасности для жизни самых дорогих - граждан наша страна.

Государственная Дума создала парламентскую комиссию, которая привлекла к анализу причин аварии огромное количество экспертов из академического и научного сообщества, гидроэнергетики и специалистов машиностроительного комплекса.

Проанализировано состояние здоровья проектных и исследовательских институтов России. В результате комиссия рекомендовала Правительству Российской Федерации сосредоточить внимание на проблемах низкого качества проектной и бюджетной документации соответствующих учреждений в стране. А также для того, чтобы сконцентрировать проектно-изыскательский потенциал в гидроэнергетике, возобновить в стране целостность проектных и исследовательских институтов, которые раньше были частью системы Hydroproject. Этим учреждениям предлагалось проектировать гидроэлектростанции, плотины и системы аварийной защиты.

Следует отметить, что большинство рекомендаций правительства РФ исполнило. Однако, несмотря на это, в 2013 году все же случилось подтопление Загорской ГАЭС-2. Данный факт не может не настораживать. По данному делу были долгие разбирательства. Были затрачены огромные средства, для того, чтобы выявить кто выполнил свою работу некачественно: изыскатели, проектировщики или строители. Скорее всего виноваты в какой-то степени были все.

45

Системный оператор не получит вовремя объект, обеспечивающий регулирование суточных максимумов нагрузки потребителями Центрального федерального округа.

А главное, ставится под сомнение способность нашего государства строить особо значимые, технологически сложные гидросооружения, которыми всегда гордилась наша страна.

Согласно действующему законодательству, гидроэлектростанции обязаны регулировать качественные характеристики частоты и мощности.

Такое положение сохраняется даже несмотря на то, что **116** в деятельности ГЭС, в особенности крупных, существует множество серьезных проблем.

Следует провести полный анализ необходимости и возможности перехода от ГОСТа к ИСТЕ, учитывая ряд таких факторов, как:

* учет надежности работы;

* быстрый износ оборудования;

* увеличение расходов на электроэнергию.

Одним из факторов, отрицательно влияющих на срок службы энергетического оборудования ГЭС, является наложение функций компенсаторов сетевой реактивной мощности на гидрогенераторы. Это требует совершенствования нормативной базы, регулирующей внедрение услуг, для обеспечения надежности системы. Комиссия по расследованию обстоятельств аварии, 80 произошедшей на Саяно-Шушенской ГЭС, 80 рекомендовала Правительству Российской Федерации разработать ряд правовых актов по повышению безопасности в электроэнергетике и, в частности, гидроэнергетике. Эти правила должны основываться на пяти федеральных законах - технических регламентах, проекты которых в то время были подготовлены ко второму чтению и направлены правительству для утверждения.

Один из этих технических правил «О безопасности низковольтного оборудования» был принят в качестве федерального закона, однако в соответствии с особенностями принятия технических регламентов он не вступил в силу.

Впоследствии в связи с формированием Таможенного союза разработка и принятие технических регламентов стала прерогативой этого международного органа, и национальные законодатели были исключены из разработки этого типа правил, поэтому принятые технические регламенты не были приняты, и работа над другими законопроектами была прекращена.

46

В то же время необходимо отметить, что 116 субъект регулирования этих нормативных актов существенно отличается. Если низковольтное оборудование, а это бытовые электроприборы, являются массовыми продуктами и регулирование законодательства о техническом регулировании путем подтверждения соответствия путем сертификации или декларирования качества продукции, в сферу регулирования других указанных указаний входит высоковольтное оборудование, электрические сети и станции, электроустановки - как правило, продукты одноразового или мелкосерийного производства с долгим (на протяжении десятилетий) сроком службы, подтверждение соответствия которой механизмами законодательства о техническом регулировании является сложным, но это работа, но работа над этими законопроектами.

Пятое техническое постановление «О безопасности гидротехнических сооружений электростанций» было откровенно слабым документом, поскольку его содержание применялось ко всем гидравлическим структурам и не соответствовало названию.

В связи с вышесказанным, соответствующие нормативные акты Таможенного союза не включали эти технические регламенты (за исключением технических регламентов «О безопасности низковольтного оборудования») в план разработки технических регламентов Таможенного союза. В то же время содержание 116 этих технических регламентов должно было быть заменено следующими нормативными актами и, утвержденными в 2003 году приказами No 229 и 115 Министерства энергетики России:

* Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации,

* 111 Правила технической эксплуатации 10 электроустановок потребителей

* Правила технической эксплуатации 10 тепловых энергоустановок,

В связи с вышеизложенным, указанные законопроекты не утра-

тили актуальность, они могут и должны быть доработаны как единый Федеральный закон о безопасности в электроэнергетике. Необходимость такого закона вытекает также из того, что указанный выше закон «О безопасности опасных производственных объектов» был принят в конце прошлого века. Многие его положения не соответствуют современным требованиям. Так, например, а нем практически не рассматриваются проблемы безопасности в электроэнергетике.

Новый толчок к развитию законодательной базы дали события 2013 года на Дальнем Востоке. Основные задачи сформулированы в

47

Перечне поручений Президента РФ от 27.08.2013 года по итогам совещания по вопросу развития электроэнергетики Сибири и Дальнего Востока, а также в Указе Президента РФ « О мерах по ликвидации последствий крупномасштабного наводнения на территориях Республики Саха (Якутия), Приморского и Хабаровского краев, Амурской и Магаданской областей, Еврейской автономной области ¹¹⁷ ». Важными составными частями законодательных инициатив при реализации этих задач должны стать инициативы по преодолению проблем, тормозящих развитие гидротехнического строительства и гидроэнергетики в целом нашего Российского государства. [21]

2.3 Инфраструктура электросетевого комплекса страны

В настоящее время нагрузка на электростанции растет с каждым годом. Это связано с высоким износом оборудования электростанции и низким уровнем внедрения новых мощностей. Как известно, российская электроэнергетика в 1960-1980-х годах развивалась в большей степени. Учитывая этот факт, можно сделать вывод, что в настоящее время ¹¹⁶ амортизация оборудования электростанций достигла своего предела. Сегодня наблюдается катастрофический дефицит новых мощностей. Их даже недостаточно для поддержания текущего уровня энергопотребления, не говоря уже о предоставлении условий для роста потребления энергии.

Уровень износа оборудования сегодня составляет в среднем 65%.

Наименьший износ оборудования отмечен в магистральном сетевом комплексе под контролем Федеральной сетевой компании. В сегменте генерации уровень амортизации отмечен на уровне 65-70%. Оборудование сегмента распределительной сети считается наиболее изношенным - более 70%.

Энергетические инвестиции

На рисунке 4 показана динамика инвестиций. Рассматривая диаграмму, можно сделать вывод, что такой высокий уровень износа оборудования в первую очередь связан с низкими инвестициями до 2000 года.

48

Рисунок 4. Динамика объема инвестиций в электроэнергетику в 2000–2012 годах и прогноз до 2014 года, млрд. рублей. ⁷ Источник: Обзор ИА INFOLine.

В совокупности с 2000 по 2006 гг. объем инвестиций составил 1

784 млрд. руб. В среднем за каждый год инвестировалось около 255 млрд. руб. С 2007 года отмечается значительное увеличение объемов инвестирования – до 693 млрд. руб. За весь период с 2000 по 2006 гг. в распределительный сетевой сегмент было вложено 230 млрд. руб., в 2007 году (только за один год) данный показатель достиг отметки в 150 млрд. руб. Период с 2009 по 2011 гг. также отмечается увеличением инвестиций в электроэнергетику. Произошло это благодаря привлечению частных инвесторов.

В 2011 году объем инвестиции был на уровне 896 млрд. руб., что составило 87% от плана финансирования инвестиционных программ на 2011 год. До 2015 года объем инвестиций удалось сохранить на вы- соком уровне. Ежегодно в отрасль электроэнергетики инвесторы вкла- дывали около 1 трлн. руб. (для сравнения с 2006 по 2011 гг. совокуп- ный объем инвестиции составил 1,15 трлн. руб.)

Согласно первоначальному плану, объем инвестиционных про- грамм на 2012 год составил 1,036 трлн. руб. Однако позже это значе- ние сократили до 0,973 трлн. руб. Таким образом, объем инвестиций уже на стадии планирования сократили на 6% или 63 млрд. руб. Фактиче- ский же объем инвестирования за указанный год составил 0,865 трлн.

руб., то есть на 11% ниже отредактиро- **4** анн **86** ого плана, на 16% ниже первоначального плана и на 3% ниже данного показателя за 2011 год.

Новые владельцы энергетических активов взяли на себя обяза- тельства по реализации инвестиционных программ, причем в контрак- ты заложен механизм наказания за невыполнение планов. Суммарная штрафующая мощность по ДПМ за 2012 год составила 14 037,25 МВт на общую сумму 2 783,39 млн. рублей. **4**

49

В начале 2013 года в связи с нарушением срока ввода мощностей в январе по шести объектам генерации суммарной мощностью 1365,5 МВт было принято решение о наложении штрафа на общую сумму 337 млн. рублей. Речь идет о Няганской ГРЭС ОАО «Фортум», по ней штрафующий объем определен в 836 МВт, Вологодской ТЭЦ ОАО «ТГК-2» — 110 МВт,

Гусиноозерской ГРЭС ОАО «ИНТЕР РАО — Электрогенерация» — 199,5 МВт, Новомосковской ГРЭС и Ливенской ТЭЦ ОАО «Квадра» с объемами соответственно в 190 и 30 МВт [22].

Возраст оборудования

Средний возраст основного оборудования электростанций на начало 2013 года составил 32,8 года. За предыдущий год он умень- шился на полгода, в то время как за предыдущие 11 лет он увеличился на 7 лет.

Реализация программы вводов генерирующего оборудования в рамках ДПМ и программы вводов новых ГЭС и АЭС привела к смене тенденции ежегодного «старения» мощностей.

Основной пик ввода (55% всего генерирующего оборудования) пришелся на 1966–1985 годы. За период 2000–2010 годов добавилось около 8,8% мощностей.

По итогам 2012 года в ЕЭС России было 2,8% от всей установ- ленной мощности электростанций ЕЭС России (Рисунок 5).

На данный момент самой молодой частью оборудования являются ПГУ: их средний возраст составляет около 3,7 года; для ГТУ этот показатель равен 11,6 года.

Рисунок 5. Изменение генерирующих мощностей России в 1986–2013 годах (по состоянию на начало года) и прогноз до 2018 г. **4** од **7** а, ГВт. Ис- точник: РАО ЕЭС России, Системный Оператор. **4**

50

Сравнительно нестарыми можно назвать и энергоблоки АЭС (26,2 года). Средний возраст ГЭС составляет 37,5 года; паросиловых ТЭС — 34,8 года. Однако в энергосистеме по-прежн **4** ему существую **7** т мощности с возрастом более 100 лет. Гидроагрегаты малой Карель- ской ГЭС Хямекоски имеют возраст 109 лет, два гидроагрегата малой Порожской ГЭС (Челябинская область) — 103 года, 6 гидроагрегатов Волховской ГЭС — 86 лет, и это еще не весь список подобных объек-

тов. Большинство оборудования с истекшим сроком эксплуатации приходится на долю ГЭС. Суммарная мощность всего введенного до 1950 года оборудования равна примерно 2,6 ГВт. Это значение составляет 1% от общей установленной мощности генерирующих объектов РФ (Таблица 9).

За период с 2000 года по 2012-й установленная мощность тепловых электростанций увеличилась главным образом за счет ввода ПГУ и ГТУ, которые используют газ в качестве основного топлива. На конец 2012 года средний возраст оборудования, использующего в качестве топлива газ, составил 33,3 года; рассчитанного на уголь — 36 лет. В последние годы практически не вводится новое оборудование, в котором в качестве проектного топлива применяется у **4** голь **7**.

Таблица 9. Износ оборудования энергетического комплекса в России на начало 2013 года, %. Источник: Минэнерго РФ.

Возраст ГЭС АЭС ТЭЦ **4**

51

Свыше 50 лет 17,6 0,0 7,2

От 30 до 50 лет 53,0 33,3 50,8

До 30 лет 26,6 62,7 36,6

Менее 3 лет 2,8 4,0 2,4

.

Серьезное опасение вызывает состояние тепловых электростанций, которые занимают наибольшую долю в выработке. Пик ввода мощностей приходился на 1959–1988 годы. В этот период появилось **4** вилось 75,5% всей установленной мощности ОГК и ТГК, а за последние 20 лет — лишь 16,2%.

Высокая степень изношенности базового оборудования ТЭС приводит к снижению его надежности и эффективности: КПД ТЭС в России составляет 36,6%, а в развитых странах этот показатель лежит в пределах 39–41,5%. Технические параметры российских ТЭС также уступают аналогичным мировым показателям (давление пара в России достигает 25 МПа, в мире

30–35 МПа; температура пара в России 545–550 °С, в мире 600–650

°С). На сегодняшний день в системе работает более 90 ГВт тепловой

генерации, введенных до 1980-х годов, из них 50 ГВт подлежат замене в ближайшие 5–10 лет.

Состояние электросетевого хозяйства в России также нельзя назвать удовлетворительным: износ оборудования в отрасли составляет 60–70% (Таблица 10 и 11).

Таблица 10. Износ оборудования ЕНЭС России, % от общего количества оборудования. Источник: Минэнерго РФ.

Срок эксплуатации Сети Подстанции

Менее 20 лет 16 12

От 20 до 30 лет 33 30

От 30 до 40 лет 24 43

Более 40 лет 26 15

Таблица 11. Износ оборудования распределительного комплекса России, %. Источник: Минэнерго РФ.

Параметр Показатель **4**

52

В пределах нормативного срока эксплуатации

40,6

Выработало нормативный срок эксплуатации

ци

Выработало два и более сроков эксплуата-

ции

7,4

Пятнадцать процентов от общего количества подстанций 6-10 /

0,4 кВ находятся в неудовлетворительном состоянии, более 40% воз-

душных и масляных выключателей выполнили требуемый срок служ-

бы. Более четверти сетей в ЕНЭС имеют срок службы более 40 лет, а

доля нового оборудования в общей структуре составляет всего 16%

для сетей и 12% для подстанций.

В 2012 году более 90% электростанций и электрических сетей,

расположенных в европейской части России, 83% в Сибири и на Даль-

нем Востоке, должны были развивать свои ресурсы. В период с 2013

по 2019 год планируется вывести из эксплуатации генерирующие

мощности общей мощностью 18 985,8 МВт. Степень износа оборудо-

вания напрямую сказывается на прохождении осенне-зимнего сезона,

потому что чем больше оборудования и инфраструктуры изношено,

тем больше вероятность аварий и сбоев. По результатам отопительно-

го сезона 2012/2013 года уровень аварийности снизился на 3,6% по

сравнению с тем же показателем предыдущего отопительного сезона.

Снижение аварий на электростанциях составило 8%, в электрических

сетях - 3,3%, однако произошло увеличение аварий в тепловых сетях - 4

на 58% по сравнению с 2011 годом [116] [22].

Оборудование электросетевого комплекса

бразование электросетевого комплекса России состоялось в 1950-

1970-х годах. Основное технологическое оборудование, установленное

на электросетевых объектах, было разработано в основном в 1970-х

годах и имеет низкие показатели по сравнению с современными тех-

ническими решениями, оно требует периодических ремонтных услуг,

увеличиваясь с увеличением возраста оборудования. В 1990-х годах

из-за отсутствия финансирования темпы реконструкции, технического

первооружения и нового строительства сети были сокращены. Наряду

с физическим износом оборудования происходит его устаревание.

Схемы первичных электрических соединений рабочих подстан-

ций сосредоточены на оборудовании, требующем частого обслуживания 4

53

ния, и, следовательно, обеспечивают избыточность по современным

критериям соотношения количества коммутационн 4

единений. Это является причиной значительного 7 числа 7

нологических нарушений, вызванных эксплуатационным персоналом.

Почти все воздушные линии электропередачи ЕНЭС России вы-

полнены на металлических и железобетонных опорах, срок службы

которых составляет 50 лет. Срок службы активной части ОНЛ (прово-

дов и провода заземления) составляет 20-25 лет, что приводит к необ-

ходимости проведения массового замещения проводов и заземления

вокруг середины срока службы опор в порядке реконструкции и тех-

ническое перевооружение.

Строительство большинства подстанций и воздушных линий с

напряжением 35 кВ и выше осуществлялось в 60-80-х годах XX века;

срок их службы достиг 30-50 лет и более со стандартным сроком

службы основного оборудования 25 лет [22].

ОАО «ФСК ЕЭС»

В конце 2012 года 27% всего сетевого оборудования ЕНЭС имеет

жизнь более 40 лет. Менее 20 лет, всего 16% от общего объема сетево-

го оборудования ЕНЭС.

Подавляющее большинство подстанций ЕНЭС - 43% - составляют от 30 до 40 лет. Объем подстанций, возраст которых превышает 40 лет, составляет 15%. Третьей линии электропередач и подстанций меньше 30 лет. Наибольшая длина воздушных линий, работающих более 40 лет, наблюдается в энергетических зонах Центра и Урала и составляет 44,9 и 38,3% от общей длины воздушных линий воздушных линий, соответственно. В энергетической зоне Западной Сибири, которая включает в себя сеть Тюменской области, существует только 10,1% воздушных линий, работающих более 40 лет, поскольку развитие этой энергетической системы осуществлялось в более поздние периоды, чем развитие других энергетических систем. Наибольшая длина воздушных линий, эксплуатируемых более 50 лет, находится в энергетической зоне Центра и составляет 24,5% от общей протяженности линий электропередач этой энергетической зоны. В энергетических зонах Западной Сибири и Востока нет линий, которые эксплуатируются более 50 лет. Из общего количества силовых трансформаторов 110 кВ и выше, установленных в ЕНЭС, истек 4 ли 57,2%. Наибольшая доля израсходованных трансформаторов наблюдается в классе напряжения 110 кВ (около 72%), а 7 самая низкая доля трансформаторов со сроком 7

54

слу 7 жбы более 25 лет находится в напряжении 750 кВ (22,0%), (Рисунок 5).

Рисунок 5. Структура износа силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, %. Источник: Данные АПБЭ.

Трансформаторное оборудование со сроком службы от 30 лет и более не обеспечивает необходимый класс точности для автоматизированных информационно-измерительных систем для коммерческого учета электроэнергии, а также может привести к повреждению оборудования подстанций и аварий.

Наиболее распространенными повреждениями силовых трансформаторов 35-110 (220) кВ являются сбои, вызванные уменьшением диэлектрических свойств изоляции, повреждением таких компонентов, как осветительные выключатели, устройства контроля напряжения и входы. Причинами повреждения трансформаторов, устройств контроля напряжения и вводов являются структурные дефекты при их изготовлении, монтаже и ремонте, а также несоблюдение правил и норм работы, перенапряжение при однофазных коротких замыканиях на землю в сетях 6-35 кВ, ударных токов и перегрузок.

На установках ЕНЭС было установлено 57,9% выключателей 110 кВ и более, установленных в эксплуатации более 25 лет (рис. 6).

Рисунок 6. Структура износа выключателей напряжением 110 кВ и выше, %. Источник: Данные АПБЭ.

Свыше 25

лет

57,2%

До 15 лет

12,4%

16-25 лет

30,4% 4

55

В то же время самые старые выключатели составляют 110 кВ, доля выработанных - 63,7%. За последние годы число выключателей, которые стали исчерпаны, увеличилось. Доля коммутаторов со сроком службы более 25 лет составляет более 50% от общего количества коммутаторов в энергетических зонах Центра, Юга, Волги, Сибири и Ура-

ла. Наименьшая доля коммутаторов с продолжительностью жизни более 25 лет приходится на сетевые компании энергетической зоны Западнoй Сибири - 35,3%. Выключателей с газовой изоляцией, которые разработали ресурс, не существует, поскольку они применяются сравнительно недавно.

Значительное количество автоматических выключателей создало стандартный период, определенный производителями, кроме того, выводов масляных и воздушных выключателей на средний (капитальный) ремонт приводит к принудительной работе подстанций и сети в ослабленном режиме ремонта. Выключатели с газовой изоляцией требуют обслуживания с выводом из цепи только один раз каждые 12 лет, что повышает надежность подстанций и сетей, упрощает ремонт, снижает затраты и снижает вероятность несчастных случаев.

Анализ возрастной структуры оборудования, установленного на объектах ОАО «ФСК ЕЭС», показал, что более 54% оборудования имеют стандартный срок службы 25 лет. Из этих 54%, более 22% оборудования FGC разработали сверхстандартный срок службы - 35 лет и более.

Как видно из Рисунков 7,8,9, оборудование подстанций ФСК ЕЭС находится в худшем состоянии, чем оборудование линий электропередач. Тем не менее в целом состояние сетей ФСК ЕЭС лучше, чем сетей Холдинга МРСК. Так, около 32,5% оборудования ФСК ЕЭС отработало один нормативный срок эксплуатации, тогда как в сетях Холдинга МРСК такого оборудования около 52%. Частично это вы-

свыше

25 лет

57,9%

До 15

лет

21,1%

16-25 лет

лет

21,0%

56

звано тем, что в ходе реформирования отрасли на балансе Холдинга МРСК оказались самые старые активы.

Рисунок 7. Структура состояния оборудования ОАО «ФСК ЕЭС», %.

Источник: Данные ОАО «ФСК ЕЭС».

Рисунок 8. Возрастная структура оборудования ЛЭП ОАО «ФСК

ЕЭС», %. Источник: Данные ОАО «ФСК ЕЭС».

Рисунок 9. Возрастная структура оборудования ПС ОАО «ФСК

ЕЭС», %. Источник: Данные ОАО «ФСК ЕЭС».

Оборуд.

с

неистек.

сроком

эксплу...

Оборуд.

отработ.

1 норм.

срок

32,5%

Оборуд,

отработ.

сверхнор

м. срок

22,2%

Более 50

лет

8,9%

Более 40

лет

29,2%

Менее 40

лет

61,9% **4**

57

ОАО «Холдинг МРСК»

Отсутствие своевременных мер, направленных на развитие и обновление электросетевого комплекса, привело к тому, что в настоящее время уровень износа основных фондов ОАО «Холдинг МРСК» составляет 70%. Износ оборудования в компании в 1,5–2 раза выше, чем в магистральных сетях или в зарубежных аналогичных компаниях, работающих на развивающихся рынках (Рисунок 10).

Рисунок 10. Структура состояния оборудования ОАО «Холдинг МРСК», %. Источник: Данные ОАО «Холдинг МРСК».

Обновление распределительных сетей 0,38–20 кВ всех РСК находится на крайне низком уровне. Исходя из установленных сроков

25 лет

(норм.

срок)

47%

0-24 года

36%

35 лет

(сверхнор

м. срок)

17%

Оборуд,

отработав

. 1 норм.

срок

52,0%

Оборуд. с

неистек.

сроком

эксплуата

ц.

40,6%

Оборуд,

отработ. 2

и более

норм.

срока

7,4% **4**

58

службы этих сетей, ежегодно необходимо восстанавливать по 3–4%

протяженности ВЛ, а фактически восстанавливается менее 1%.

Наибольшая протяженность ВЛ напряжением 0,38–20 кВ, непригодных для дальнейшей эксплуатации, наблюдается в энергозонах

Центра и Юга (3,3 и 2,9% соответственно). Доля трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 6–35/0,4 кВ, находящихся в хорошем и удовлетворительном состоянии, составляет примерно 87%. При этом доля ТП напряжением 6–35/0,4 кВ, находящихся в непригодном для дальнейшей эксплуатации состоянии, достигает 2,3%. Наибольшая доля ТП напряжением 6–35/0,4 кВ в непригодном состоянии находится в энергозонах Юга **4** и Востока. Уровень технического состояния ВЛ 6–20 кВ и ТП 6–3 **7** 5/0,4 кВ примерно одинаков и значительно лучше, чем ВЛ 0,38 кВ, доля которых в непригодном состоянии превышает более чем в полтора раза долю таких же сетей напряжением 6–20 кВ.

Общий износ оборудования электросетевого комплекса в целом составляет по электрическим сетям 61%, а по оборудованию трансформаторных подстанций — 69%.

В качестве основных классов напряжений в сетях МРСК используются сети напряжением 0,4; 6–20; 35; 110 кВ. Воздушные сети построены по радиальному принципу. На ВЛ 0,38–10 кВ используются в основном алюминиевые провода малых сечений, деревянные и железобетонные опоры. Сети проектировались по критерию минимума затрат на расчетные нагрузки 5–10 лет. Кабельные сети построены по петлевой схеме или в виде 2-лучевых схем с 1–2 трансформаторными подстанциями. В качестве силового кабеля использовался в основном кабель с бумажной пропитанной маслом изоляцией с алюминиевыми жилами.

Основная часть (около 70%) подстанций 35–110 кВ являются 2-трансформаторными с 2-сторонним питанием. На подстанциях 35 кВ установлены трансформаторы с устройствами регулирования напряжения и переключателями ответвлений без возбуждения, подстанции 110 кВ, как правило, с устройствами РПН, но только 10% из них работают в автоматическом режиме. После ремонта трансформаторы вновь поступают в эксплуатацию. Доля новых трансформаторов не превышает 7–10%. Основное количество (67%) подстанций было введено в эксплуатацию до 1980 года.

Продолжается эксплуатация **4** я воздушных и масляных выключателей устаревших конструкций, более 40% которых отработали нормативные сроки службы. Автоматизация сетей 35–110 кВ и 6–20 кВ **7**

59 находится на низком уровне **7** - менее половины центров питания оснащены телесигнализацией.

Релейная защита и автоматика производится с использованием электромеханических реле (98%), которые имеют большие габариты и значительное энергопотребление, изменение характеристик релейного ответа по току и времени, низкую чувствительность. Около 50% всех комплектов релейной защиты работают более 25 лет и морально устарели.

Остается очень желательным состояние защиты объектов электросетевого хозяйства - более 95% трансформаторных подстанций не обеспечены защитой, что вызывает особую озабоченность в связи с усилением террористических угроз.

Высокий износ оборудования приводит к повреждению ОНЛ и подстанций, а также, в свою очередь, снижает надежность электропитания, что приводит к отключению потребителей.

Среди наиболее распространенных причин повреждения на линиях электропередачи можно выделить старение конструкций и материалов во время эксплуатации, климатические эффекты (ветер, лед и их комбинацию) выше расчетных значений, дефекты прокладки (рису-

нок 11).

Рисунок 11. Причины технологических аварий в распределительных

сетях, %. Источник: Данные ОАО «Холдинг МРСК»

В период до 2020 года по данным ОАО «Холдинг МРСК» требуется реконструировать и построить:

Механические

повреждения

7%

Климатические

воздействия

15%

Падение деревьев

60

18%

Старение изоляции

и другие

38%

4

60

воздушных и кабельных линий электропередачи всех классов

напряжения - 424 664 км, или 21% от общей протяженности сетей;

- силовых трансформаторов на подстанциях напряжением 35 -

110 (220) кВ - 11 800 штук, или 48% от общего количества трансфор-

маторов, находящихся в эксплуатации;

- трансформаторных подстанций напряжением 35 - 110 (220) кВ -

4700 штук, или 34% от их общего количества;

- трансформаторных подстанций напряжением 6 - 20/0,4 кВ и

распределительных пунктов 6 - 20 кВ - 143 000 штук, или 33% от об-

щего количества.

Основными проблемами, касающимися поддержания с 4 табильной

работы действующего оборудования, являются:

- недофинансирование ремонтных программ в энергокомпаниях;

- недостаточная проработанность мероприятий по модернизации

и восстановлению ресурса наиболее повреждающегося оборудования

электростанций;

- отсутствие эффекта масштаба ремонтных работ за неимением

крупных специализированных ремонтных компаний;

- недостаток мотивации у ремонтных организаций в повышении

качества ремонтов;

- потеря прогрессивных технологий ремонта энергооборудова-

ния;

- низкое качество подготовки к проведению ремонтных работ и

приемки оборудования из ремонта;

- отсутствие единых отраслевых НТД.

В июле 2012 года была опубликована скорректированная в

Минэнерго «Программа модернизации электроэнергетики России на

период до 2020 года». По проекту программы для решения проблем в отрасли до 2020 года необходимо вложить порядка 11,4 трлн. рублей. Из этой суммы на генерирующие мощности необходимо потратить 6,5 трлн. рублей. В электросетевой комплекс планируется вложить 4,7 трлн. рублей; из них 2,7 трлн. рублей - в распределительные сети; оставшиеся 2 трлн. рублей — в ЕНЭС. Общая мощность всех электростанций РФ должна увеличиться к 2020 году на 25,2% и достигнуть 284,7 ГВт.

От успешности инвестиционных проектов будет зависеть общая надежность энергосистемы, а значит, стабильность ⁷ электроснабжения и теплоснабжения потребителей. [22] ¹⁷

61

2.4 Развитие инновационных подходов в добыче нефти и газа
Сокращение доходов газовой промышленности и государства в целом может оказать негативное влияние ¹⁷ как на российскую экономику, так и на возможности обеспечения ее энергетической безопасности. Эта проблема посвящена этой публикации.

В течение достаточно длительного периода, по крайней мере с

конца 90-х годов прошлого века ¹¹⁶, концепция энергетической безопасности России рассматривалась как состояние защиты общества, государства, экономики от угрозы нехватки в удовлетворении их энергетических потребностей с экономически доступными энергоресурсами приемлемого качества, а ⁵⁷ также от ¹⁰³ угроз нарушения бесперебойного электроснабжения [40,41,42].

В работе ISEM СО РАН, в частности, а также в работах других исследователей ²⁰ вательских коллективов, в свое время значительное внимание уделялось изучению угроз энергетической безопасности, как тактических (текущих), так и стратегических. На развитие этих угроз и условий их трансформации в значительной степени влияют изменения внешних условий.

Мощным фактором, который не может не влиять на ¹¹⁶ структуру мировых энергетических рынков, является быстрый рост мирового производства, и прежде всего в США, природного газа из пористых сланцевых пород, так называемого «сланцевого газа». Так, если в 2010 году доля сланцевого газа в общем объеме добычи газа в Америке составляет 22%, то в 2011 году эта доля увеличилась до 33%, а в 2012 году - 37%, несмотря на то, что доля США в глобальном производстве этого ресурса много лет составляет около 20%.

Извлеченный сланцевый газ в Соединенных Штатах используется для производства электрической и тепловой энергии главным образом в районах, где он добывается, тем самым высвобождая соответствующие объемы сетевого природного газа, а также в некоторых случаях - энергетический уголь. Такая ситуация, конечно, влияет на экспортно-импортную энергетическую политику Соединенных Штатов и ведет к быстрому сокращению объема импорта в Соединенные Штаты сжиженного природного газа (СПГ). В настоящее время в США ¹¹⁶ приемные терминалы СПГ активно конвертируются в заводы по сжижению природного газа для последующего экспорта. Это приводит к появлению на европейском газовом рынке дополнительных объемов природного газа и, как следствие, к естественному снижению его цены, что не может не отразиться на ¹¹⁶ ожидаемых доходах России от экс-

62

порта природного газа. В то же время такие доходы могут быть уменьшены как от вынужденного сокращения объемов поставок российского газа (уменьшена возможная ниша для его предложения), так

и от снижения его цены до того, что неприемлемо для будущих российских условий.

Рассмотрим ситуацию с ценами на нефть и газ на европейских энергетических рынках за последние 20 лет. В таблице 12 были представлены цены на газ и нефть на европейских рынках с 1993 по 2012 год.

Таблица 12. Средние цены на нефть и газ на рынках европейских стран за каждые четыре года в период с 1993 года по 2012-й. Источник: Рабчук В. И., Сендеров С. М. Журнал Академия энергетике, статья: «Энергетическая безопасность России: новый аспект».

Годы Средняя цена, долл./т у.т. Соотношение

Нефть Газ цен, нефть/газ

1993-1996 96 79 1,22

1997-2000 106 78 1,36

2001-2004 158 129 1,22

2005-2008 370 253 1,46

2009-2012 470 294 1,6

В том числе

2009 320 249 1,29

2010 460 237 1,94

2011 545 339 1,61

2012 555 349 1,59

В расчетах принято: 1 баррель = 159 л; средняя плотность нефти — 0,9 т/м³; 1 т нефти = 1,4 т у.т.; 1 тыс. м³ газа = 1,15 т у.т.

Судя по данным Таблицы 12, с 1993 года и до конца 2012-го цены на углеводороды росли. Причем если до 2000 года эти цены росли незначительно, то с 2005 по 2012 рост цен был достаточно высоким.

Особенно сильно увеличивались цены на нефть в последние рассматриваемые три года (2010–2012), процесс этот имел явно спекулятивный характер. На спекулятивность нефтяных цен указывает и слишком большая разница в ценах на нефть и газ. Цена

63

нефти превосходила в это время цену газа для 2010, 2011 и 2012 годов в 1,94, в 1,61 и в 1,59 раза соответственно (или в среднем за эти три года — в 1,71 раза). В предыдущие трехлетние периоды эти величины колебались в диапазоне 1,22–1,46.

Анализ возможного изменения динамики мировых цен на углеводороды до 2030 года проведем для двух временных этапов: с 2013 года по 2020-й и с 2021 года по 2030-й. Этот анализ будет касаться средних цен на нефть и газ в европейских странах, именно эти цены и будут интересовать нас в последующем в плане оценки возможностей экспорта российских углеводородов [24].

Первый этап: 2013 – 2020 годы

При прогнозировании средних цен на нефть и газ в европейских странах за эти годы исходными моментами нужно считать:

- наличие и сущность факторов, определяющих процесс снижения цен на углеводороды;

- наличие и сущность факторов, определяющих процесс повышения цен на углеводороды;

- среднегодовые фактические цены в европейских странах на

нефть и газ в предстоящий период; в данной ситуации предлагается

считать восьмилетний период ретроспективы (2005 – 2012) по аналогии с восьмилетним этапом последующей перспективы (2013 – 2020).

Факторы, определяющие снижение цен на углеводороды в пери-

од с 2013 года по 2020-й:

- наращивание годовых объемов добычи сланцевого газа в США

с выходом на потолок такой добычи через 15 - 20 лет и последующим снижением добычи. В 2011 году этот объем превысил 210 млрд. кубических метров;

- наращивание возможностей по добыче в США сланцевой

нефти. Объем добычи нефти в США в 2012 году увеличился на 13%

(по сравнению с 2011 годом) или до 6,4 млн. баррелей в сутки, в том числе за счет роста добычи сланцевой нефти. В декабре 2012 года

США объявили о намерении увеличить к концу 2013 года суточную

добычу еще на 700 тысяч баррелей в день, хотя еще в октябре 2012

года их же прогноз был на уровне 17 200 тысяч баррелей;

- увеличение объемов экспорта угля из США в европейские стра-

ны и некоторый рост добычи угля в самих этих странах. В 2011 году

этот экспорт увеличился на 15%, а рост добычи угля в европейских

странах - на 6%; за 2012 год указанные показатели только росли; рост

64

доли угля в балансе ТЭР европейских стран естественно привел к сни-

жению доли газа;

- переориентация потоков ранее импортируемого США сжиженного природного газа в 26 европейские страны;

26 рассмотрение в Конгрессе США законопроекта, касающегося снятия ограничений на экспорт американского СПГ;

- официальное разрешение Европарламентом добычи сланцевого газа в европейских странах (ноябрь 2012 года).

Факторы, определяющие повышение цен на углеводороды в пе-

риод с 2013 года по 2020 - й:

- продолжающийся заметный рост потребления нефтепродукто 26 в в

развивающихся странах, в том числе в Китае, Индии, Бразилии;

- ухудшение качества запасов углеводородов (вынужденный переход к добыче все более дорогих запасов нефти и газа);

- нарастающая напряженность отношений между странами

Ближнего Востока и развитыми странами;

- другие.

Если сопоставить одну перечисленную выше группу факторов с

другой (факторы, определяющие снижение цен на углеводороды, и

факторы, определяющие повышение этих цен) достаточно уверенно

можно пре 17 дположить, 26 что средняя цена на нефть в европейских стра-

нах за период 2013 - 202 26 0 годов будет ниже средней цены нефти в этих

же странах за прошедшие восемь лет (2005 - 2012), когда средняя цена

нефти в европейских странах составила 420 долл./т у.т. (Таблица 12).

Как уже упоминалось, цена нефти часто бывает спекулятивной, а

иногда (как правило, короткое время) нефть продается ниже ее сред-

ней себестоимости. Ретроспективный анализ показывает, что в целом

по миру дефицит предложения по отношению к спросу на нефть в

размере 20 - 25% вызыв ал 4 - 5 - кратное увеличение цены нефти. И

наоборот, превышение предложения над спросом на те же 20 - 25%

вызывало 3 - 4 - кратное снижение цены нефти.

Учитывая перечисленные выше факторы, работающие на сниже-

ние цены нефти, за пределами 2014-2015 годов такое достаточно рез-

кое снижение цены на нефть вполне вероятно. Правда, в то же время

имеют место и факторы, работающие на поддержание относительно

высокой цены на нефть.

Исходя из анализа интенсивности действия представленных вы-

ше факторов можно полагать, что средняя цена нефти на рынках евро-

пейских стран на первом этапе рассматриваемой перспективы (2013–17

65

2020) ориентировочно может составить 350 – 370 долл./т у.т., или 70 – 75 долл./баррель.

Цена газа в 2013–2020 годах, как и раньше, будет зависеть от цены нефти, но между этими ценами сохранится заметное отличие. Степень отличия, очевидно, не будет такой большой, как в 2010–2012 годах (в 1,69 раза). Можно предположить, что это различие составит 1,5, то есть чуть меньше, чем в среднем за период с 2005 года по 17 2012-й (в 1,53 раза — по данным Таблицы 11). Разница меньше, чем в 1,5 раза, вряд ли будет иметь место, хотя бы из-за бума со сланцевым газом, действующего на снижение цены газа по отношению к цене нефти. Следовательно, при предполагаемой цене нефти в 350–370 долл./т у.т. средняя цена газа на рынках европейских стран в период с 2013 года по 2020-й может составить 230–250 долл./т у.т., или 270 – 290 долл./тыс. метров кубических [24].

Второй этап: 2021–2030 годы

Прирост средней цены на нефть в европейских странах в рассматриваемый период по сравнению со средней ценой в 2013 – 2020 годах (70–75 долл./барр.) не должен быть более 10–15 долл./барр. Тогда сама средняя цена нефти 17 ти в период с 202 26 1 года

по 2030-й составит 85-90 долл./ 26 барр., или 420–450 долл./т у.т.

Что касается ожидаемой средней цены 26 газа в европейских странах в 2021 – 2030 годах, то для этого периода разница в ценах на нефть и газ должна быть несколько меньше той разницы, что принята на период с 2013 года по 2020-й (в 1,5 раза). Прежде всего, это связано с ожидаемым ростом установленных мощностей ПГУ - электростанций (использующих только природный газ) и расширением сферы использования газового топлива на транспорте вместо нефтепродуктов.

Можно предположить, что средняя цена газа в европейских странах с 2021 года по 2030 – й будет ниже цены нефти в 1,4 раза. В таком случае ожидаемая средняя цена газа на рынках европейских стран в указанный период будет равна 300–320 долл./т у.т., или 340–370

долл./тыс. кубических метр 17 ов. Характер изменения рыночных цен на 26 нефть и 26 газ в европейских странах 26 начиная с 2005 года и возможные перспективные цены для двух этапов сведены в Таблицу 13.

Таблица 13. Фактическая и прогнозная динамика средних цен на углеводороды на европейских рынках ТЭР. Источник: Рабчук В. И., Сендеров С. М. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая безопасность России: новый аспект».

66

Следует отметить, что указанные диапазоны прогнозируемых цен на газ также характеризуются ценами, по которым российский газ будет продаваться на рынках европейских стран за этот период (напомним, что в 2012 году эта цена была на уровне \$ 400 / тыс. Куб. М).

Прогнозируемые цены на углеводороды, представленные в Таблице 13, являются, по существу, прогнозируемыми экспортными ценами на российские углеводороды в европейских странах. Некоторое из предполагаемого снижения средней рыночной цены нефти в этих странах в 20 20 13-2020 годах

По сравнению со средней ценой в 2005-2012 годах это негативно отразится на доходах России от 20 экспорта нефти. Кроме того, 26 довольно трудно ожидать роста годовой добычи нефти в России в период до 2020 года. Более того, анализ показывает, что к 2030 году годовой объ-

ем добычи нефти в России может снизиться по сравнению с нынешним. Согласно Таблице 14, доходы государства от экспорта нефти в период с 2021 по 2030 год также будут меньше, чем сейчас (из-за оживаемой более низкой цены и отсутствия перспектив резкого увеличения добычи нефти в это время в России).

Таблица 14. Себестоимость газа основных месторождений новых районов газодобычи у границ с Германией, долл./тыс. кубических метров. Источник: Рабчук В. И., Сендеров С. М. Журнал Академия энергетика, статья: «Энергетическая безопасность России: новый аспект».

Долл./барр. Долл./т Долл./т у.т. Долл./тыс.м³ Долл./т у.т.

2005-2008 (факт) 74 520 370 290 253 1,46

2009-2012 (факт) 94 660 470 340 294 1,6

2010 92 644 460 272 237 1,94

2011 109 763 545 390 339 1,61

2012 111 777 555 401 349 1,59

2013-2020, прогноз 70 - 75 490 - 520 350 - 370 260 - 280 230 - 250 1,5

2021-2030, прогноз 85 - 90 590 - 630 420 - 450 340 - 370 300 - 320 1,4

Годы

Средняя цена нефти Средняя цена газа Соотношение

цен (нефть/газ)

В том числе

Освоение Добыча и подготовка Транспорт Себестоимость

Бованенковское (п - ов Ямал) 14-17 33-38 58-65 105-120

Харасавэйское (п - ов Ямал) 14-17 33-38 60-67 107-122

Ленинградское (шельф Карского моря) 21-24 50-55 75-82 146-161

Русановское (шельф Карского моря) 21-24 50-55 80-86 151-165

Месторождение п - ова Гыдан (в целом) 17-20 35-40 78-82 130-142

Составляющие себестоимости

Газовое меторождение 17

67

За пределами 2014–2015 годов приходится ожидать снижения доходов и от экспорт а российского газа в европейские страны 26 . Такое возможно как за счет ожидаемого довольно резкого снижения экспортной цены газа (по сравнению с ценами в 2010 - 201 26 2 годах), так и за счет некоторого снижения объемов экспорта этого газа.

При ожидаемом снижении рыночных цен на газ в европейских странах 26 могут заметно возрасти трудности с освоением запасов в новых районах его добычи в 26 России (п - ов Ямал, п - ов Гыдан, шельф Баренцева и Карского морей), в 26 связи с чем остро встанет проблема обеспечения энергетической безопасности нашего государства. Труд 5 -

ности эти связаны с двумя основными причинами:

1. Уменьшение инвестиционных возможностей газовой отрасли и экономики страны в целом для реализации крупномасштабных, очень дорогих проектов освоения указанных запасов газа (запасы располагаются в зонах с тяжелыми природно-климатическими условиями и удалены от существующей газотранспортной сети). Произойдет это вследствие ожидаемого снижения доходов от продажи российских углеводородов на внешних рынках (о чем и говорилось выше).

2. Возможное усложнение освоения запасов газа в 55 новых районах газодобычи (не менее, а, может быть, более серьезная причина, чем недостаток инвестиций). Связана эта проблема с возрастающим экономическим риском освоения новых районов газодобычи в период до 2030 года. Суть дела здесь в том, что фактическая себестоимость российского газа из новых районов в европейских странах может оказаться примерно равной или даже выше ожидаемой рыночной цен 55 ы в этих

же странах. В 72 такой ситуации, по крайней мере с позиций экспорта
российского газа, 26 сам смысл освоения указанных запасов 72 теряется.

Пока такой анализ сделан до 2030 года.

В Таблице 13 при удельных затратах уровня 2010 года на трубы,
разного рода оборудование, рабочую силу и т. д. показана себестои-
мость газа новых районов газодобычи у границ с Германией (то есть
без учета таможенных сборов и продажной ценовой накрутки).
Себестоимость газа конкретного месторождения можно трактовать
как отношение суммарных затрат на подготовку и освоение ме-
сторождения, включая его доразведку, и эксплуатационных затрат,
связанных с добычей и транспортом газа за все время 98 эксплуатации
данного месторождения, к суммарной добыче газа за то же самое вре-
мя [43] 98. Таким образом, суммарные затраты здесь - это затраты, 98 каса-
ющиеся создания и эксплуатации:

68

- производственной и социальной инфраструктуры, необходимой
для освоения данного месторождения и в последующем - его функци-
онирования;

- систем добычи и подготовки газа к дальнему транспорту;

- систем дальнего транспорта газа от данного месторождения до 98

границы с Германией (по наиболее вероятному маршруту).

Значения себестоимости газа, показанные в Таблице 13, получе-
ны с использо-ванием значений удельных капитальных и эксплуатаци-
онных затрат, дейст-вительных на конец 2010 года. Соответственно,
полученный порядок цифр по себестоимости газа новых районов газо-
добычи в европейских странах нужно считать спра-ведливым только
для случая, если бы этот газ добывался в 2010 98 году. Уверенно можно
считать, что удельные затраты будут расти, а следовательно, с годами
будет 98 расти и себестоимость газа новых районов. 98 По разным
данным, в период с 2000 года по 2010 - й упоминаемые удельные за-
траты выросли чуть более чем в 2 раза, то есть средний прирост удель-
ных рассматриваемых затрат составлял в это время примерно 7,5% в
год.

Допустим, что темпы роста этих затрат в период до 2030 года до-
стигнут 5% в год. В этом случае показатели себестоимости газа для
различных месторождений, представленных в Таблице 3, к 2020 году
возрастут примерно в 1,6 раза, или:

- себестоимость газа с п-ова Ямал у границ с Германией к 2020
году составит 170-190 долл./тыс. метров кубических;

- та же себестоимость газа с шельфа Карского моря - 240 - 260
долл./тыс. метров кубических;

- та же себестоимость газа с месторождений Гыданского п - ова -
210 - 230 долл./тыс. метров кубических.

К 2030 году (при допущении рос-та удельных затрат на 5% в год)
указанные выше показатели себестоимости у границ с Германией со-
ставят:

- для ямальского газа - 270-310 долл./тыс. метров кубическ-их; 17

- для газа с шельфа Карского моря - 390 - 420 долл./тыс. метров
кубических;

- для газа Гыданского п-ова - 340 - 370 долл./тыс. метров кубиче-
ских.

Для оценки эффективности освоения рассматриваемых новых
районов газодобычи России сопоставим значения ожидаемых рыноч-
ных цен на природный газ в 30 европейских странах в период до 2030 30

69

года с 30 предполагаемыми уровнями себестоимости газа из новых районов газодобычи в тех же странах, Таблица 15 и 16.

Таблица 15. Средняя рыночная цена на газ в европейских странах. Источник: Рабчук В. И., Сендеров С. М. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая безопасность России: новый аспект».

Период времени Долл./тыс.м³ 20 З

2005 - 2012 годы (факт) 253

2010 - 2012 годы (факт) 355

2013 - 2020 годы (прогноз) 260-280

2021 - 2030 годы (прогноз) 340-370

Таблица 16. Средняя себестоимость российского газа у границ с Германией. Источник: Рабчук В. И., Сендеров С. М. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая безопасность России: новый аспект».

Период времени Район добычи Долл./тыс.м³

2010 год (вероятность) П - ов Ямал 120

Шельф Карского

морья

160

П - ов Гыдан 140

2020 год (прогноз) П - ов Ямал 170 - 190

Шельф Карского

морья

240 - 260

П - ов Гыдан 210 - 230

2030 год (прогноз) П - ов Ямал 270 - 310

Шельф Карского

морья

390 - 420

П - ов Гыдан 340 - 370

Если считать, что интенсивное освоение запасов газа на Ямале можно ожидать в период с 2015 года по 2025, то фактическая и ожидаемая себестоимость этого газа у границ с Германией и ожидаемая рыночная цена газа в европейских странах будут находиться в 570

одном диапазоне возможных значений, то есть риск освоения этих запасов (с позиций экспорта газа) будет довольно велик.

Очевидно, что освоение запасов газа на шельфе Карского моря и п - ова Гыдан уходит за пределы 2025 года, а потому себестоимость этого газа и ожидаемую рыночную цену природного газа в европейских странах логично сравнивать только для периода времени с 2021 года по 2030 - й. Результаты сравнения очевидны. Если не произойдет резкого увеличения ожидаемой рыночной цены по сравнению с ценой для указанного периода (350 долл./тыс. метров кубических), то с позиций экспорта российского газа освоение запасов газа на шельфе Карского моря и 46 на п - ове Гыдан, по крайней мере, до 2030 года явно нецелесообразно (напомню, что в Таблице 15 показана только себестоимость, то есть не учитываются обязательные таможенные сборы и продажная торговая накрутка).

Однако все выглядит гораздо сложнее, если на это освоение смотреть с позиций обеспечения энергетической безопасности России, то есть с позиций необходимости бесперебойного, бездефицитного снабжения внутренних потребностей страны всеми необходимыми энергоресурсами.

Сегодня и в перспективе до 2030 10 года газ - основа системы 10 топ-

ливоэнергоснабжения потребите 10 лей страны. В настоящее время около

50% всей электроэнергии в России вырабатывается на тепловых газовых электростанциях. В приходной части баланса котельно-печного топлива (КПТ) нашего государства на газ приходится примерно 70%, в европейской части России и на Урале доля газа в балансе КПТ доходит до 80–90%, а в отдельных субъектах РФ - до 95 - 100%.

В ближайшие 5–6 лет особых проблем с топливозергоснабжением потребителей внутри страны быть не должно. Проблемы могут появиться ближе к 2030 году, когда возможности по относительно недорогим способам компенсации уровней снижения добычи газа в ныне действующих районах и, главное, на основных месторождениях газа Надым – Пур – Тазовского района будут исчерпаны.

Нужен выход в новые районы газодобычи, но уже с позиций требований энергетической безопасности нашего государства. Конечно, по мере увеличения доли газа этих новых районов в общем балансе потребления газового топлива внутри страны средняя внутренняя цена газа в России будет расти. Причем этот рост будет только усиливать справедливое стремление газовой отрасли к равнодоходности газа, продаваемого на внутреннем и внешних рынках. 17

71

И опять будет возникать вопрос о большом экономическом риске освоения запасов газа на п - овах Ямал, Гыдан и шельфе северных морей и необ 17 ходимыми для этого инвестициями.

Что делать для смягчения сложившейся ситуации и? Обозначив основные пути преодоления данной угрозы, теперь уже для энергетической безопасности России, можно говорить о мерах производственно-технического характера, касающихся инновационной и инвестиционной деятельности в отраслях ТЭК с целью увеличения производственных возможностей

энергетических отраслей, о путях интенсификации технологического и организационного энергосбережения с целью ослабления напряженности энергетического баланса. Для большей сбалансированности структуры приходной части российского 13 Т ЭБ необходимо обеспечить ускоренное развитие угольной, атомной энергетики, энергетики возобновляемых источников. Эти действия, безусловно, позволят в какой - то степени уменьшить последствия реализации описанной в данной статье угрозы.

Радикально избежать этих негативных последствий или хотя бы минимизировать масштабы их реализации, пожалуй, помогут только незамедлительно принимаемые следующие меры глобального характера:

- в период высоких экспортных цен на российский газ и значительных объемов его экспорта (ориентировочно до 2017 года) срочное перенаправление значительной доли доходов на финансирование проектов по выходу на новые газовые месторождения западно - арктической зоны (п - ов Ямал, п - ов Гыдан, шельф Карского моря);
- реструктуризация экономики России в направлении сокращения доли энергоемких производств и увеличения вклада в ВВП наукоемких, высокотехнологичных производств, интеллектуальных и социальных услуг с соответствующим сокращением экспорта ТЭР и ослаблением соответствующей зависимости экономики. [24]

Сланцевые нефть и газ

Инновационный прорыв, осуществленный в США, - создание технологии добычи нефти и газа из глинистых пород (сланцев) - за короткий временной период уже оказал серьезное влияние на мировой

рынок углеводородов (снижение, наряду с политическими и экономическими факторами, цены на нефть, влияние в ближайшей перспективе сланцевого газа на мировой рынок СПГ). В этих условиях России **13**
72

необходимо активизировать продвижение своих проектов СПГ и приступить к реализации проектов по добыче нефти из баженовской свиты Западной Сибири.

Более 40 лет РФ (СССР) является основным поставщиком трубопроводного природного газа в Европу. Примерно в течение такого же временного периода Россия играла ведущую роль и на мировом рынке нефти. И даже предпринимавшиеся ЕС в 1990-х — начале 2000 годов документы (Энергетическая хартия, Второй и Третий энергетические пакеты и др.), главной целью которых было в конечном счете снижение зависимости стран ЕС от монополии

«Газпрома», казалось бы, ограничатся только переходом от принципа «бери или плати» к спотовым ценам. На фоне вялых призывов «слезть с нефтяной иглы» поддерживалась вполне комфортная для бюджета цена на нефть. «Газпром», в связи газотранзитными коллизиями с Украиной, продолжал планировать обходные маршруты трубопроводов в Европу.

Однако в начале XXI века в мировой нефтегазовой геологии произошло событие, которое в течение нынешнего столетия и в более отдаленной перспективе будет играть важнейшую роль в топливно-энергетическом балансе мирового хозяйства.

В США был осуществлен инновационный прорыв - создана технология извлечения углеводородов (УВ) из глинистых пород (сланцев). Газоносность глинистых пород, на долю которых приходится 40% всех осадочных пород, слагающих литосферу Земли, была известна давно. Однако только в наши дни была создана технология, сделавшая добычу газа из сланцевых плеев экономически рентабельной. Суть технологии — осуществление в горизонтальных скважинах мультипликативных гидроразрывов с целью создания в породах искусственных трещин, которые закрепляются закачиваемыми в пласт зерен преимущественно кварца (фрекинг). В эти полости закачивается вода с биоцидами (американское ноу-хау). Объем инвестиций в разработку этой технологии составил один триллион долларов. Эта же технология была использована и в добыче нефти из сланцевых пород.

В англоязычной литературе существует большое количество определений сланцевой нефти, отражающих, на наш взгляд, только физические свойства пород, из которых извлекаются УВ.

С позиций генезиса нефти и газа мы выделяем нефть и газ, добываемые из сланцев, и нефтяную смолу (масло), получаемую из горючих сланцев. **5**

73
В первом случае, исходя из постулатов осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа (Н. Б. Вассоевич, А. Э. Конторович, С. Г. Неручев, Б. Тиссои др.), это УВ оптимальной зрелости, утратившие структурные связи с материнским веществом и способные мигрировать в пласты-коллекторы. Однако, в силу отсутствия оптимальных условий, эти УВ не были вовлечены в процесс первичной миграции.

Во втором случае, УВ не достигли оптимальной зрелости и находятся в структурной связи с материнским веществом (по-видимому, они близки к параавтохтонным УВ, в трактовке Н. Б. Вассоевича) и могут быть извлечены в процессе переработки (например, ретортинга).

Ввиду слабой изученности большинства потенциально продуктивных бассейнов известно большое количество разных оценок ресурсов УВ из сланцев и горючсланцевых формаций [45].

Но в любом случае, эти ресурсы сопоставимы с ресурсами традиционных УВ (только в горючсланцевых формациях Грин-Ривер (США) и Ирати (Бразилия) ресурсы сланцевой смолы составляют 332 млрд. т).

Первое место в мире по ресурсам этих видов нефти занимают США - порядка 600 млрд. т (по большей части в виде нефти низкопроницаемых пород). Второе место у Бразилии (за счет нефтяной смолы горючсланцевой формации Ирати). Далее следует КНР с потенциальными ресурсами в 46,7 млрд. т н.э. Высоки ресурсы и у Израиля - 35 млрд. т н.э. и Демократической республики Конго - 14 млрд. т. Запасы в Иордании, Италии - в каждой более 10 млрд. т н.э.

Толчком к резкому увеличению инвестиций в добычу сланцевого газа послужили высокие цены на природный газ в США в начале этого века. Осенью 2005 года средняя стоимость газа в США достигла исторического максимума - примерно 480 долларов за 1 тысячу куб. м. В том же году был достигнут среднегодовой рекорд - 325 долларов за 1 тысячу метров кубических.

Именно на 2005-2006 годы пришлось основная масса инвестиционных решений по разработке новых участков сланцевых плеев. В 2009 году объем добычи сланцевого газа в США составил 51 млрд. куб. м, а в 2013 году - уже 320 куб. м. Соответственно цена на газ в США в 2011 году уже составила 148 долл. за 1 тысячу куб. м, а в апреле 2012 года она упала до 70 долларов. В 2009 году США вышли на первое место в мире по добыче газа именно за счет газа из сланцев. А в октябре 2014 года США за счет сланцевой нефти даже опередили Саудовскую Аравию по суточной добыче нефти. В

74

период с 2010 года по 2013-й, например, объем добываемой сланцевой нефти в США возрос от 0,785 до 2,991 млн. барр. в сутки (Рисунок 12).

Эксперты ожидают существенного роста добычи сланцевой нефти, в первую очередь из низкопроницаемых пород в США, в ближайшие десятилетия. По оценкам Департамента энергетики США (U.S. Department of Energy), ежегодная добыча сланцевой нефти может превысить к 2035 году 140 млн. т (US Department of Energy, Annual Report, 2010). Это в совокупности с прогнозируемым уровнем добычи конденсата (свыше 135 млн. т) и традиционной нефти (до 250 млн. т) через несколько десятилетий позволит США стать страной - экспортером, может привести к снижению цены на нефть на мировом рынке.

Рисунок 12. Динамика добычи нефти (млн. т) и газа (млрд. куб м), в том числе из сланцев, в основных добывающих странах. Источник: EIA International energy outlook, 2014.

К 2035 году, по прогнозу ВР (Рисунок 13), объем добычи нефти из сланцев приблизится к 500 млн. т с дальнейшим ростом в связи с необходимостью компенсации падения добычи традиционной нефти. Примерно такая же динамика будет наблюдаться и по объемам добычи природного газа (Рисунок 14.).

Рисунок 13. Прогноз добычи нефти в мире. Источник: BP energy outlook, 2014.

75

Рисунок 14. Прогноз добычи газа в мире. Источник: BP energy outlook, 2013.

Итак, факт наличия в сланцевых толщах огромных запасов углеводородов, сопоставимых с запасами традиционных нефти и газа, бурный рост их добычи, в первую очередь в США, позволяют говорить о появлении на мировом рынке энергоносителей нового сегмента - сегмента сланцевых нефти и газа [44].

Вместе с тем, широко развит и тезис о кратковременности влияния «сланцевой революции» на мировой энергетический рынок. Особо большой скепсис наблюдается в России, но если в отношении сланцевого газа на современном этапе это еще объяснимо - в наличии существенные запасы традиционного газа, то в отношении добычи сланцевой нефти ситуация иная. 13

76

Известно, что в России ухудшается структура запасов по нефти:

- снижение доли легко извлекаемой нефти и увеличение доли тяжело извлекаемой;

- освоение месторождений в сложных природно - климатических условиях и на арктическом шельфе РФ.

Следовательно, уже в среднесрочной перспективе, по мере истощения традиционных запасов нефти, придется обратиться к добыче сланцевой нефти, поскольку нельзя исключить, что добыча сланцевой нефти может оказаться более рентабельной, чем добыча углеводородов, даже в условиях западного сектора арктического шельфа России.

Активное использование человечеством нефти началась примерно 200 лет назад. На долю УВ в мировом топливно - энергетическом балансе в настоящее время приходится более 60%. По разным оценкам, традиционных нефти и газа хватит еще на 40-60 лет. И даже в случае развития водородной энергетики и альтернативных источников энергии полного замещения УВ не произойдет, и они будут востребованы и как энергетическое сырье, и как сырье для производства широкой линейки полимерных материалов и продуктов. Через определенный отрезок времени начнется постепенное снижение объемов добычи традиционных УВ, и для восполнения образующегося дефицита будет возрастать роль нефти и газа из сланцев и УВ, извлекаемых из горючих сланцев процессом, например, ретортинга. И совсем еще недолгая история 13 добычи нефти и газа из сланцев оказала заметную роль в определенной трансформации мирового рынка углеводородного сырья.

Превышение предложения над спросом на нефть, приведшее в настоящее время к снижению цены на нефть до 50 - 60 долларов за баррель и ниже, обусловлено сочетанием ряда

факторов:

- признаками мирового экономического кризиса,

- спадом производства в Китае,

- нежеланием стран ОПЕК снизить уровень добычи нефти,

- турбулизацией политической ситуации в мире (события на

Ближнем Востоке, в Украине, ИГИЛ).

Не последнюю роль сыграла и нефть из сланцев. С одной стороны, США резко сократили объемы импорта нефти и увеличили собственные резервы (величина последних традиционно оказывает давление на мировой рынок нефти), с другой стороны, Саудовская Аравия в конце 2014 года, когда США обогнали саудовцев по суточной добыче нефти, стала снижать цену 5

77

на нефть, экспортируемую в страны юго - восточной Азии. Последнее, скорее всего, было обусловлено тем, что в 2014 году, впервые за 40

лет, США ослабили режим эмбарго на экспорт нефти, и первая партия

сланцевой легкой нефти была направлена в Южную Корею.

В настоящее время мировой рынок нефти находится в стадии

большой неопределенности, обусловленной, кроме перечисленных

выше причин, ожидаемым возможным появлением к концу текущего

года на мировом рынке иранской нефти и снятием США эмбарго на

экспорт нефти. В этом случае возможно, как считают многие обзоре-

ватели, падение цены на нефть ниже 40 долларов за баррель. Хотя в

среднесрочной перспективе возможен рост цены нефти, обусловлен-

ный, главным образом, повышением спроса на энергоносители.

Газ из сланцев, в первую очередь, может внести структурные из-

менения в мировой рынок СПГ. В настоящее время наиболее емким

рынком СПГ являются страны АТР — Япония,

Южная Корея, Китай. Основные поставщики СПГ — Катар, Австралия

(Рисунок 15).

Рисунок 15. Динамика производства СПГ (млн. т) основными га-

зодобывающими странами в 2010–2013 годах. Источник: EIA

International energy outlook, 2014.

Общий объем мирового рынка СПГ около 150 млн. т в 2013 году.

Канада, экспортировавшая газ в США, была вынуждена, в связи

ростом добычи газа в США, направить 5 млрд. долларов на строитель-

ство СПГ-терминала в Британской Колумбии для экспорта газа в

78

страны АТР. В США заявлено о планах строительства 20 СПГ-заво-

дов с суммарной мощностью 200 млн. т. Ожидается, что к 2020 году на

рынке появятся 60 млн. т законтракованного североамериканского

СПГ за счет добычи сланцевого газа. В настоящее время цена природ-

ного газа на внутреннем рынке США в 4–6 раз ниже, чем СПГ на

азиатском. С началом экспорта СПГ с североамериканского континен-

та в страны АТР там неизбежно цены будут снижены. Австралия

предполагает, что в этом случае поставки австралийского СПГ в стра-

ны АТР могут стать нерентабельными.

В Европу США планируют начало поставок СПГ уже в 2016 го-

ду. Законтракованные объемы СПГ составили: американского — 43

млн. т и канадского — 15 млн. т. Германия с 2020 года планирует экс-

портировать СПГ из Канады. Предполагается, что СПГ будет преобла-

дать в межрегиональной торговле газом при одновременном наращи-

вании объемов поставок трубопроводного газа в страны ЕС из цен-

тральноазиатских стран и Ближнего Востока. В настоящее время в Ев-

ропе функционирует около 20 терминалов регазификации.

Сегодня РФ испытывает ухудшение позиций экспорта газа в Ев-

ропу. Ситуация на европейском энергетическом рынке в последние

годы во многом определяется политическими мотивами: стремлением

ЕС обеспечить свою энергобезопасность за счет снижения

зависимости от традиционных поставщиков, в первую очередь от Рос-

сии, и диверсификации источников; желанием создать единый евро-

пейский рынок природного газа, который должен усилить политиче-

ское давление на Россию.

Как известно, на Россию приходится более 30% поставок газа в

ЕС, а 6 из 28 членов ЕС зависят от российского газа на 100%. Введение

норм Третьего энергетического пакета создает значительные трудно-

сти для экспортной модели «Газпрома». В частности, в настоящее

время рынок газа в ЕС отличается высокой ценовой дифференциацией

(от 564 долларов за 1 тыс. куб. м в Македонии до 379 долларов за 1

тыс. куб. м в Германии), который должен трансформироваться в си-

стему зон по принципу «вход — выход», в так называемую Целевую модель газового рынка Европы. Симптоматично решение ЕС в феврале 2015 года о создании Европейского энергетического союза, стратегическими партнерами которого названы Алжир, Турция, Азербайджан, Туркмения и страны Ближнего Востока (возможно с далеко идущими негативными последствиями для российского газа). Напомню, что в начале 2014 года Обама заявил о необходимости замещения российского газа в Европе. В Центре глобальной энергетики

79

ческой политики (Center on Global Energy Policy) пришли к выводу, что выход США на рынок СПГ может стоить «Газпрому» до 20% выручки.

В случае расширения объемов поставки СПГ из Северной Америки в Европу «Газпром» будет вынужден идти на ценовые уступки, а также испытывать давление со стороны импортеров при заключении контрактов на отказ от принципа «бери или плати».

В складывающейся ситуации России необходимо активизировать реализацию проектов СПГ на востоке страны, которые могут быть конкурентоспособными по сравнению с австралийским и северо-американским СПГ в юго-восточном азиатском секторе. Настойчивое желание «Газпрома» строить газопроводы в Западную Европу не представляется бесспорным в силу, главным образом, противодействия ЕС планам России (проекты строительства газопроводов из стран центральной Азии и Ирана, отказ от «Южного потока», явно политические интриги вокруг «Турецкого потока», кроме того, Турция - во многом непредсказуемый партнер) и, соответственно, снижения объемов поставок российского газа в страны ЕС.

Наличие реального объекта для организации добычи сланцевой нефти (баженовская свита Западной Сибири) обуславливает необходимость реализац¹³ ии проек¹⁶ тов по ее добыче с целью поддержания в среднесрочной перспективе уровня добычи нефти в РФ в случае высокой себестоимости добычи нефти в арктическом секторе России. В условиях неизбежной ограниченности доступа к зарубежным технологиям добычи сланцевой нефти, тем более в условиях санкций, необходимо уже в настоящее время - время непростых отношений с высокоразвитыми странами, сложной экономической ситуации в стране - не заимствовать, а разрабатывать технологии, адаптированные к условиям реальных объектов разработки, чтобы не «наступить на грабли» тучных годов, когда действовала доктрина: зачем производить, когда можно купить.

Добыча сланцевого газа в России в ближайшие 40-50 лет вряд ли будет актуальной, но уже сейчас необходимо начинать планомерные исследования потенциально перспективных объектов (куонамская формация Сибирской платформы, глинистые толщи Предкавказья и др.). В целом, появление на мировом топливно-энергетическом рынке сегмента сланцевых нефти и газа является не краткосрочным эпизодом, а реальной инновацией глобального масштаба, которая будет играть в дальнейшем все возрастающую роль. Россия не должна игнорировать этот вызов, а должна предпринять необходимые действия в ор-

80

ганизации добычи в среднесрочной перспективе, в первую очередь, сланцевой нефти.

России еще предстоит в этом плане определиться со стратегией развития нефтяной и газовой отраслей - каким путем идти: или продолжать ориентироваться при освоении месторождений арктического шельфа и Восточной Сибири на строительство трубопроводов, или

увеличивать долю СПГ в общем объеме экспорта газа; а в добыче нефти помимо продолжения разработки традиционных ресурсов временно обратить внимание на проекты разработки сланцевой нефти и месторождений тяжелой нефти. [25]

2.5 Современное состояние и перспективы развития

энергомашиностроения

В данной главе рассмотрены новейшие технологические процессы производства котлов и турбин, увеличивающие качество и безопасность данного оборудования и обеспечивающие надежность эксплуатации электростанций, а кроме того новейшие конструкторские работы согласно данным типам оснащения, проводимые в предприятиях ОАО «ЭМАльянс» и ОАО «Силовые машины». Приведена экспертная оценка потенциалов и формирования отечественного машиностроения.

Энергетика — одна с основных сфер, повсеместно социально направленная. Основные условия, предъявляемые к энергетике, — это надежность, безаварийность, безопасность и экологичность. От электровооруженности непосредственно находится в зависимости производительность труда, а следовательно конкурентоспособность российской промышленности на глобальных рынках и энергобезопасность государства в целом.

Рассмотрим главное оборудование тепловых, гидравлических и атомных электростанций.

Доля аварийных остановов электростанций согласно причине нового оснащения тепловых, гидравлических и атомных ЭС - турбин, котлов, реакторов и парогенераторов - является не больше 30% от абсолютно всех остановов. Характеризуя степень надежности ключевого оборудования, можно спрогнозировать безопасность всего комплекса энергетических конструкций, поскольку основные конструкторы ос-

81

нового оборудования отвечают за выбор и дополнительного оснащения: насосов, арматуры, теплообменников и др.

Причины аварий и мероприятия по их устранению

Основными факторами аварийных остановов котлов считаются:

- некачественность единичных сварных соединений труб, поверхностей нагрева и трубопроводов, функционирующих в условиях высоких давлений и температур;
- золовое изнашивание конвективных поверхностей нагрева;
- зашлаковывание радиационных поверхностей нагрева.

Какие мероприятия были установлены на котлостроительных заводах России, в частности на ТКЗ «Красный Котельщик» — ОАО «ЭМАльянс», для того чтобы значительно уменьшить число аварийных остановов котлов по отмеченным обстоятельствам?

Российские заводы, как и их иностранные конкуренты, переключились ещё в конце минувшего века от контактной сварки труб на аргонодуговую. Помимо того, сварные швы начали испытываться неразрушающими способами контроля: звуковым либо рентгеном. Аварийность в следствии данной новейшей технологии снизилась практически в сто раз!

Для справки: в котле паропроизводительностью 2650 т в час, работающем в блоке с турбиной 800 МВт, насчитывается свыше 100 тысяч стыков.

Ранее отмечались остановки котлов и по первопричине некачественно изготавливаемых труб. Вследствие жесткого входного контроля их в котельных заводах, содержащему стилископирование и 100% - й ультразвуковой надзор, остановки котлов почти прекратились.

Золовой износ поверхностей нагрева в особенности прослеживался при сжигании высокозольных экибастузских углей. 60-летний опыт их сжигания выявил, что созданные конструкторами котельных заводов (в особенности на ОАО «ЗиО - Подольск») мероприятия борьбы с данным феноменом полностью оправдали себя. К данным мерам, в частности, можно отнести использование решеток для выравнивания поля скоростей газов в конвективных шахтах котлов и применение специализированных накладок на гибах труб, прилегающих к стенам котлов. И самое основное, снижение средних скоростей газов с 14–15 до 7,0–7,5 м/с. Изнашивание, за счет уменьшения скоростей газов дважды, сократился в 10 раз!

Проблема шлакования устраняется оптимизацией движения сжигания шлакующихся топлив, поддержанием температурного порядка **1** 82

работы поверхностей нагрева в приемлемом уровне и использованием современных систем очищения поверхностей нагрева. Прежде отмечались существенные трудности со сжиганием антрацитов. Продолжительный опыт их решения предоставил конструкторам ИЦ ОАО «ЭМАльянс» — ОАО ТКЗ «Красный котельщик» сформировать безопасное котельное оборудование, сжигающее уголь с большими показателями. Подобное оборудование, произведенное ОАО «ТКЗ», благополучно эксплуатируется в Украине и во Вьетнаме (ТЭС Уонг Би). Основными мероприятиями по увеличению производительности паровых турбин считаются:

- усовершенствованная динамическая балансировка облопаченных роторов;

- проверка турбин на стендах в валоповороте с подачей пара.

А для паровых турбин, работающих на насыщенном паре на атомных электростанциях, помимо этого, внедрены промежуточное осушение и перегревание пара в сепараторах-пароперегревателях (работано и внедрено в абсолютно всех турбинах Е. А. Фадеевым, основным конструктором в 1970-х и 1990-х годах в ОАО «ЗиО - Подольск», в соавторстве с иными специалистами).

В атомном оснащении для АЭС предприняты мероприятия, повышающие надежность реакторов:

- вакуумный переплав сталей, гарантирующий почти отсутствие не только лишь вредоносных компонентов фосфора и серы, но и сурьмы, олова, меди и других компонентов;

- вынесение сварного шва из области гамма - облучения;

- внедрение добавочной системы пассивного **1** вног **9** охлаждения реактора;

- установка под реактором ловушки, которая впервые в мире была применена на установленном комплекте оборудования из Российской Федерации для китайской Тяньваньской АЭС.

Для парогенераторов внедрена особая термообработка корпусов, улучшена система сепарации пара от влаги, использована наиболее качественная гидрораздача труб в коллекторах.

Все данные события дали возможность продлить ресурс главного оборудования АЭС до 60 лет.

Особенных успехов российское атомное машиностроение достигло в изготовлении реакторного оснащения, работающего на быстрых нейтронах (бридерах). Таким образом, энергоблок на 600 МВт в 3-м блоке Белоярской АЭС функционирует идеально с 1980 года. Он единственный **1**

в мире, и в настоящее время сооружается подобный блок 800

МВт.

Основное техническое оснащение для тепловых электростанций

практически без аварий работает уже наиболее трех расчетных сроков

(300–350 тысяч часов).

В понятие «безопасность» вступает также и экологичность экс-

плуатации энергетического оснащения, в особенности угольных кот-

лов. В данном направлении кроме того прослеживается прогресс. Су-

щественно уменьшились выбросы в атмосферу окислов азота, серы, и

золы за счет наилучшей организации топочных действий и использо-

вания приборов и аппаратов их улавливания.

Для эффективного развития отечественного машиностроения

необходимо, прежде всего, повысить качество и эффективность основ-

ного энергетического оборудования. Сегодня в проектах и в реализа-

ции находятся:

- котлы с суперсверхкритическими параметрами пара (ССКП)

башенной и П-образной компоновки;

- котлы с циркулирующим кипящим слоем;

- установки с внутрицикловой газификацией углей с последую-

щим использованием синтетического газа вместо природного газа в

парогазовом цикле;

- паровые тихоходные турбины для АЭС;

- паровые турбины на суперсверхкритические параметры пара;

- гидравлические турбины с повышенной виброустойчивостью и

современной системой

автоматизации;

- газовые турбины большой мощности (285 МВт) с повышенным

КПД;

- другое современное оборудование [26].

Как известно, технология сжигания некачественных топлив (вы-

сокозольных углей, отсевов обогатительных фабрик, торфа, биотопли-

ва и иного) в циркулирующем кипящем слое дает возможность резуль-

тативно решать экологические проблемы, сопряженные с выбросом в

атмосферу окислов азота, серы и золы. Котел башенного типа дает

возможность уменьшить золовой износ конвективных поверхностей

нагрева и уменьшить массу приблизительно на 15%.

Конструкторы ОАО «Ленинградский Металлический завод»

(ЛМЗ) разрабатывают многообещающие мощные паровые турбины на

суперсверхкритические характеристики пара с более высочайшим

КПД, применяя наиболее идеальный профиль лопаток, усовершен-

84

ствованные системы уплотнения и прочие новинки. Паровые турбины

нового поколения будут с большим КПД на 2–3% при этих же па-

раметрах пара, с большим ресурсом эксплуатации и с высокой вибро-

устойчивостью.

Мировые тенденции формирования энергомашиностроения под-

держивают компании России, в частности, лидер по изготовлению па-

ровых и гидравлических турбин, турбогенераторов и иного энергетиче-

ского оборудования ОАО «Силловые машины» с предприятиями:

ЛМЗ, ОАО «Калужский турбинный завод» (КТЗ), «Электросила», «За-

вод турбинных лопаток», а кроме того лидер по производству котель-

ного и иного оснащения ОАО «ЭМАльянс» с предприятиями ТКЗ

«Красный котельщик» (Россия) и «Джуро Джакович» (Хорватия).

ЛМЗ, входящий в ОАО «Силловые машины», содержит больше

чем 100-летний опыт формирования и эксплуатации паровых турбин.

На заводе изготовлено свыше 2300 турбин суммарной мощностью более 300 миллионов кВт. Спектр мощностей и перечень оснащения ОАО «Силовые машины» удовлетворяют запросам отечественных клиентов как для строящихся, так и для перспективных планов электростанций.

Существующее положение паротурбостроения в ЛМЗ определяется соответствующими условиями:

- опытом экспортных поставок нового паротурбинного оборудования ТЭС, АЭС и ПГУ в государства азиатского континента (Китай, Индия, Иран, Вьетнам) и Европы (Финляндия, Польша, Румыния, Болгария);

- модернизацией паротурбинного оснащения мощностью 50–300 МВт в государствах Ближнего зарубежья (Белоруссия, Эстония, Азербайджан, Туркменистан, Болгария) и Российской Федерации;

- реализацией предназначенных исследований турбоустановок в тесном сотрудничестве с основными отраслевыми отечественными институтами: ОАО «ВНИИАМ», МЭИ, ОАО «ВТИ», СПбГТУ, ОАО «НПО ЦКТИ», и др.

Отвечая прогрессивным и перспективным потребностям энергетики, ОАО «Силовые машины» формирует производственную и лабораторно-стендовую основу компании, реализовывает научно-исследовательские и экспериментально-конструкторские разработки, а кроме того реализует построение новейшего завода ОАО «Силовые машины» по производству энергетического оснащения.

В наше время в индустриальной зоне «Металлострой» (Кол-

пинский район Санкт-Петербурга) развернуто строительство первого

85

пускового комплекса по изготовлению тихоходных и быстроходных турбоагрегатов мощностью 1200–1600 МВт для ядерных электрических станций. Срок окончания постройки первого пускового комплекса был в 2014 году.

С выходом нового комплекса на полную проектную мощность производственные силы фирмы возрастут до выпуска оборудования единой мощностью 14 ГВт в год (2011 год - 9 ГВт). Кроме того ОАО «Силовые машины» и компания Toshiba подписали договор о постройке общепредприятия, которое станет специализироваться на изготовлении силовых трансформаторов.

В качестве примера приведен список событий, выполненных на ЛМЗ по паровой турбине К-1200-6,8/50 для АЭС, увеличивающих выскоэкономичность турбины:

- использование интенсивной рабочей лопатки последней ступени ЦНД протяженностью 1200 мм в усиленный расход пара. В наше время это наибольшие по протяженности лопатки, изготавливаемые серийно из титанового сплава, которые в мире применяются для быстроходных турбин;

- использование направляющих лопаток с тангенциальным навалом;

- использование бандажей рабочих лопаток ЦВД с наклонной внутренней поверхностью, регулирующей течение пленочной влаги и её дальнейшее устранение с отбираемым паром рабочих лопаток.

Надежность турбины повышают следующие мероприятия:

- использование цельнокованых роторов ВД и НД с полумуфтами;

- реализация, помимо промежуточных сепарации и перегрева пара, ряда пассивных и активных мероприятий для защиты деталей тур-

бины против эрозии:

- цилиндр высокого давления турбины, обоймы и диафрагмы выполнены из нержавеющей стали, что позволило полностью решить проблему щелевой эрозии, требующей значительных затрат для ремонтных работ во время эксплуатации;

- в последней ступени ЦНД предусмотрено упрочнение бандажей входных и выходных кромок, титановых рабочих лопаток методом ионной имплантации.

- в системе смазки и регулирования огнестойкой жидкости

ОМТИ применена жидкость, снижающая пожароопасность.

Подобные мероприятия выполнены или выполняются также в паровых турбинах для ТЭС [26].

86

Новейшие проекты паротурбинного оборудования

Проекты для тепловых станций

Турбина на суперсверхкритические параметры пара (ССКП). Паровая

турбина ОАО «СМ» на ССКП мощностью 660 МВт с пара-метрами

пара 27 МПа, 610/610 °С отвечает мировому уровню по первоначальным параметрам пара и по экономичности при наиболее низких затратах на производство.

Проекты для атомных электростанций

Турбоустановка К-1200-6,8/25 для блоков АЭС с ВВЭР-1200. ЛМЗ

содержит подходящие перспективы формирования систем и поставки

конкурентоспособных быстроходных паровых турбин для АЭС с технико-экономическими признаками мирового уровня. Тем не менее в

целях расширения портфеля заказов ОАО «Силловые машины» было

принято решение о изготовлении в ЛМЗ мощных тихоходных паровых турбин для АЭС. При исследовании технического плана тихоходной турбины К-1200-6,8/25 учитывалось, что уже после завершения в

России работ по формированию российского реактора нового поколения типа ВВЭР-1600 будет выполнена Программа по вводу блоков

АЭС мощностью приблизительно 1600 МВт и выше.

ЛМЗ создал проект первой тихоходной турбины мощностью 1200 МВт

под требование конструкций АЭС-2006. В базе вариантных расчетно-

проектных проработок установлен вид турбины с конструктивной

схемой турбины ЦВСД+2ЦНД (Рисунок 16).

Рисунок 16. Продольный разрез турбины К-1200-6,8/25. Источник:

Жуков Г.И., Лисянский А.С., Фадеев Е.А., Щелоков В.И. Журнал Академии энергетики, статья: «Энергетическая безопасность: современное

состояние и перспективы строения энергомашиностроения».

87

Ленинградский Металлический завод осваивает турбины мощностью 300 – 1200 МВт для блоков АЭС с реакторами на быстрых нейтронах:

- завершена разработка самой мощной турбины для АЭС с БН-800 (конструктивная схема турбины К-800/130/3000 - ЦВД+3ЦНД);

- разрабатывается турбина мощностью 1200 МВт с конструктивной схемой ЦВД+3ЦНД для АЭС с БН-1200;

- разрабатывается турбина мощностью 300 МВт с конструктивной схемой ЦВД+ЦНД для АЭС с реактором на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем (БРЕСТ-ОД-300) [26].

Модернизация производства энергооборудования

Усовершенствование производства энергооборудования

Проводится коренное усовершенствование, нацеленное на повышение объемов выпуска передового энергетического оснащения и его

качества. Создан новый завод ОАО «Силовые машины» на площадке

«Металлострой» (Колпинский район Санкт-Петербурга).

Создаются новейшие мощности по производству реакторного и корпусного оснащения для АЭС в ЗАО «Петрозаводскмаш».

На ОАО «ЗиО-Подольск» и ОАО «Каширский завод металлоконструкций и котлостроения» значительно обновлено технологическое оборудование. Масштабная модернизация ведется в крупнейшем в Европе заводе ТКЗ «Красный Котельщик» ОАО «ЭМАльянс», который произвел и установил за 115 лет собственной работы котельное оборудование, составляющее более 60% с всех котлов, поставленных в страны СНГ и 30 иностранных государств, общей мощностью более 100 ГВт.

Смонтированы 3 автоматизированные линии спирального обрешения труб южнокорейской фирмы HANSUNG для котлов-утилизаторов ПГУ, 2 установки немецкой компании DEUMA для сварки компонентов газоплотных панелей котлов, получены сварные головки французской компании POLISOUND для орбитальной автоматической аргодуговой сварки труб. Кроме того получены и внедрены в изготовление:

- горизонтально-расточной станок модели HC212 Новосибирского завода «Тяжстанкогидропресс», позволяющий обрабатывать изделия протяженностью до 24 000 мм и весом до 150 т;

- токарно - карусельный станок диаметр планшайбы 5000 мм; **1**

88

- совокупность оборудования для местной электротермообработки.

Внедрены машины микроплазменной резки с ЧПУ и термической резки металла с двумя раскройными столами и ЧПУ. Модернизировано производство трубопроводов и сделано многое другое. На Сызранском заводе ОАО «Тяжмаш», который выпускает лучшие в мире среднеходные мельницы для размолы углей, закуплены 45 крупных современных тяжелых станков с ЧПУ и столько же было отремонтировано на фирмах их изготовителей. Этому заводу поручено, например, изготовление ловушек атомных реакторов. На ОАО «Эмк-Атоммаш» восстановлено производство корпусов парогенераторов, транспортных шлюзов и верхних блоков атомных реакторов. Подобная модернизация производства происходит и на других энергомашиностроительных предприятиях [26].

Возможности отечественного энергомашиностроения

Отечественное энергомашиностроение располагает достаточными производственными мощностями для ежегодного изготовления основного оборудования: турбин, генераторов, реакторов, парогенераторов и котлов в объеме до 9 ГВт, из них для ТЭС - 5 ГВт, для ГЭС - 2 ГВт и для АЭС - 2 ГВт. При необходимости эти мощности могут быть в течение пяти лет удвоены: для ТЭС до 10 - 12 ГВт, для ГЭС - до 3 ГВт и для АЭС - до 4 ГВт. Такие по объемам мощности были созданы еще в СССР, но на более низком техническом уровне.

В планах отечественного машиностроения следует отметить следующие направления:

- переход на европейские нормы выбросов в атмосферу окислов азота, серы и золы;

- переход на «чистые угольные технологии» с суперсверхкритическими параметрами пара 27 - 30 МПа и 585 - 610 °С;

- изготовление оборудования для энергоблоков с котлами с циркулирующим кипящим слоем и на сверхвысокие параметры пара;

- повышение мощности и параметров атомных реакторов до

1600–1750 МВт с ресурсом до 100 лет;

- использование новых свинцово-висмутовых бридеров;

- применение бридеров единичной мощностью до 1200 МВт на

МОКС – топливе и с увеличенным коэффициентом воспроизводства

топлива;

- освоение газоохлаждаемых реакторов; 1

89

- применение сталей на основе нанотехнологий (разработчик

ЦНИИТМАШ, руководитель разработки В. Н. Скоробогатых). Извест-

ные дорогие жаропрочные стали (например, ДИ82, Р 1 91, 9 Р92 и другие)

благодаря этой современной технологии могут быть заменены на бо-

лее дешевые экономнолегированные стали;

- освоение производ 9 ства оборудования для энергоустановок, ра-

ботающих на возобновляемых источниках энергии, и для современных

мусороперерабатывающих заводов[26].

Но все это может оказаться реальностью только лишь в случае

если правительство будет заинтересовано практически, а никак не на

словах гарантировать свою промышленность заказами.

Без заявок у российских компаний отсутствуют средства в прове-

дение глубокой модернизации производства, масштабных НИОКР и

стендовой проверки конструкторских заключений. Факты же заявляют

о противоположном. Практически 70% всех заказов энергетиков на

сегодняшний день отдано инофирмам.

Вопиющее обстоятельство случилось по тендеру на два угольных

энергоблока по 660 МВт для Троицкой ГРЭС. Котел для данных бло-

ков ОАО «ЭМАльянс» предложил по этой же стоимости, как и китай-

ский производитель (Харбинский завод), однако с лучшими показате-

лями по КПД (на 0,9% больше), ресурсу (40 лет вместо 30) и гарантий-

ному сроку (2 года вместо одного). Но заказ был отдан китайской сто-

роне.

Россия не должна терять собственные традиционные компетен-

ции в более сложной энергетической технологии - угольной. В насто-

ящее время же проходит откат от задуманных новых угольных энерго-

блоков (Череровецкая, Серовская ГРЭС и др.), которые или аннулиро-

ваны, или переведены на технологию ПГУ.

В то же время государства Европы формируют построение пыле-

угольных энергоблоков, в частности, для того, чтобы избавиться от

российской подчиненности в получении дорогостоящего природного

газа.

В настоящее время конструкторы ИЦ ОАО «ЭМАльянс» в со-

дружестве с ОАО «ВТИ», НПО «ЦКТИ», НПО «ЦНИИТМАШ» стре-

мительно осваивают проектирование котлов с ЦКС, применяя при

данном зарубежный и свой опыт. Задача этих исследований - форми-

рование пилотных конструкций с котлами ЦКС для энергетических

конструкций мощностью 225 и 330 МВт и производство подобного

оснащения для сжигания сложных топ 1 лив. В компании «ЭМАльянс»

на сегодняшний день существует широкий практический опыт форми-

90

рования твердотопливных котлов большой мощности на СКП и готов-

н 9 ость к исследованию осна щения на ССКП с высокими технико - эко-

номич 9 ескими признаками.

В российском энергомашиностроении ещё остался пр ежний по-

тенциал - опытные специ 9 алисты, научно-технич еское оборудование,

здания, сооруж 9 ения. О днако всему есть предел. Вспо 9 мним, равно как

получали профессию и становились или были бышими специалистами теми, кто и именно сегодня находится в почтенном возрасте. Это происходило в процессе работы над реальным объемом в окружении специалистов высокого класса. Осталось всего несколько лет для передачи возможности опытных специалистов молодым. С целью этого нужны заказы на новейшее энергетическое техническое оснащение.

Задача руководства государства - не потерять драгоценный опыт отечественного энергомашиностроения, то что равнозначно сохранению

энергобезопасности нашего страны.

В установленной Правительством «Стратегии развития энергомашиностроения Российской Федерации на 2010–2020 годы и на перспективу до 2030 годы» почти никак не предусмотрены необходимые финансовые ресурсы для выполнения НИОКР и нет защиты отечественного изготовителя от экспансии инофирм, что ранее угрожающе может повлиять на экономическую и политическую безопасность государства.

В то же время все индустриально развитые страны, к которым теперь можно отнести Китай и Индию, интенсивно развивают новые технологии в энергетике, помогают отечественным производителям выходить на мировые рынки. Особенно это заметно по НИОКР (научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам). Государства оплачивают минимум 50% всех расходов на эти цели и финансируют строительство пилотных установок по новейшим технологиям. В сегодняшней обстановке, когда отечественный бизнес пока не заинтересован вкладывать свои финансовые средства в новые технологии, крайне важна государственная поддержка энергетике и энергомашиностроению, особенно в области НИОКР и чистой угольной технологии. [26]

Выводы по 2 главе

91

Проведенный анализ множества областей и объектов энергетики показал, что в каждой структуре существуют разного рода проблемы, которые влияют на энергетическую безопасность государства.

Разберем по порядку:

1. Влияние «Человеческого фактора» в управлении энергетическими объектами. Человек всегда остается человеком: у любого здорового оператора, обладающего необходимыми профессиональными знаниями, навыками и компетенциями, могут наступать неблагоприятные психические состояния, ведущие к большему или меньшему нарушению качества его работы. «Шкала» этих состояний имеет довольно широкий диапазон: от состояния повышенного возбуждения (эйфории) до крайней степени утомления.

2. Безопасность и надежность генерирующих объектов.

- расхождение темпов ввода генерирующих мощностей с темпами увеличения спроса на энергию;

- повышение физического и морального износа основного технологического оснащения производства, транспорта, передачи и распределения энергии;

- сокращение прочности и защищенности внешнего энергоснабжения потребителей, включая большие города, из-за нарастающего физического износа энергетического оснащения и несоблюдения технологических стандартов его текущего сервиса и эксплуатации;

- увеличение удельных затрат топлива на изготовление электрической и тепловой энергии и издержек в электрических и тепловых сетях

вследствие значительного износа оборудования и его эксплуатации в

неоптимальных системах;

- повышение нагрузки на окружающую среду вследствие эксплуатации старого энергетического оснащения;

- малоразвитость и асимметрия транспортной и распределительной инфраструктуры российского ТЭК в полном и электроэнергетического его раздела в частности;

- сокращение энергетической безопасности государства из-за возникновения новейших угроз внешнего и внутреннего характера;

- бессилие правительственного нормативного и технологического управления и регулирования в электроэнергетике;

- расхождение технического уровня отечественного электро- и энер-

государства с требованиями инновационного формирования отечественной электроэнергетики;

- разногласие экономических интересов вновь сформированных в процессе реформирования нашей электроэнергетики энергетических орга-

92

низаций, функционирующих в конкурентных секторах энергетического рынка;

- недостаток профессиональных знаний у персонала многих энергетических компаний, и в особенности у их менеджмента.

3. Российская Гидроэнергетика, как самостоятельно разобранная об-

ласть энергетики, согласно словам Липатова Юрия Александровича,

первый вице-президент Комитета Государственной Думы

по энергетике, отвечает от всемирных фаворитов проектирования гид-

роэлектростанций. Прослеживается внезапное отставание от мировых

лидеров проектирования гидроэлектростанций.

4. Оборудование электростанций в настоящий период в большинстве

своем не отвечает потребностям инновационного развития нашей

энергетики, а кроме того прослеживается:

- недофинансирование ремонтных проектов в энергокомпаниях;

- малая изученность мероприятий по модернизации и возобновлению

ресурса наиболее повреждающегося оснащения электростанций;

- недостаток результата масштаба ремонтных работ за отсутствием

больших специальных ремонтных фирм;

- утрата современных технологий ремонта энергооборудования;

- невысокое качество подготовки к проведению ремонтных работ и

приемки оснащения из ремонта;

- недостаток общих отраслевых НТД.

5. Был осматривен так именуемый зимний максимум. В этом ключе чув-

ствуется недостаток мероприятий согласно подготовке ИТ - инфра-

структуры. Имеется потребность осуществлять внутренние аудиты на

предмет присутствия замечаний к работе систем, создавать планы

ликвидации неисправностей. Не во всех регионах исполняют-

ся противоаварийные тренировки персонала.

6. Сланцевые нефть и газ проявляют значительное воздействие на ми-

ровой рынок углеводородов, вопрос состоит в:

- осуществлении планов по добыче сланцевой нефти с целью поддер-

жания в среднесрочной перспективе уровня добычи нефти в РФ в слу-

чае значительной себестоимости добычи нефти в приполярном секторе

Российской Федерации;

- активизации реализации проектов СПГ на востоке государства, кото-

рые могут являться конкурентоспособными по сопоставлению с ав-

стралийским и северо-американским СПГ в юго-восточном азиат-

ском секторе.

7. В энергомашиностроении основной проблемой считается то, то что наш предпринимательство до тех пор пока никак не заинтересован **25**

93

инвестировать собственные экономические ресурсы в новые технологические процессы, весьма значима государственная помощь энергетике и энергомашиностроению, в особенности в области НИОКР и чистой угольной технологии.

3. Оценка уровня энергетической безопасности страны и регионов.

3.1 Использование индикативного анализа для оценки уровня

энергетической безопасности страны и регионов.

Исследование **25** зарождающихся или угасающих направлений, которые определяют уровень ЭБ, а кроме того анализ основных условий и показателей состояния энергетики, как обобщенных, так и частных, осуществляется в основе исполнения **44** системы индикаторов ЭБ, т.е. системы показателей, определяющих уровень, состав и глубину угроз ЭБ. Данные характеристики (указатели) могут быть индивидуальными, которые рассчитываются на основе первичных данных о пребывании того либо другого процесса, либо явления, а имеют все шансы быть интегрированными, обобщающими несколько близких либо взаимосвязанных действий.

Вопросам выделения наиболее значимых индикаторов из много- **25** численного состава показателей, характеризующих различные процессы в ТЭК, равно, как и **46** вопросам упорядочивания индикаторов и распределения их по областям и отдельным объектам мониторинга посвящены отдельные объемные разработки [30, 53 и др.].

В таблице приведен состав важнейших индикаторов ЭБ России, выделенный экспертным путем [8]. Безусловно, сами по себе значения этих индикаторов без соответствующей их обработки и интерпретации не позволяют говорить о кризисности, либо некризисности соответствующих явлений и процессов [50,51].

С целью оценки значений индикаторов в более ранних работах предполагалось обосновывать и отметить определенные пороговые значения, т.е.:

- предкризисное, как порог между приемлемым и предкризисным состоянием энергетики в аспекте, обрисовываемом данным индикатором;

- кризисное, как предел между предкризисным и кризисным состояниями. **18**

94

Сопоставление оцененного значимости индикатора с его пороговым смыслом предоставляет возможность заявлять о высококачественном состоянии (степени кризисности) этого процесса либо явления.

Описанное выше, предполагает собою общий аспект к оценке степени кризисности этого либо другого индикатора. Для того же, чтобы дать оценку уровню энергетической безопасности при этом или другом состоянии либо сценарии развития экономики и энергетики следует создать механизм свертки смыслов этих индикаторов, какие определяют состояние, направление и динамику перемены процессов непосредственно либо косвенно сопряженных между собою и в существенной степени характеризующих указанный уровень энергетической безопасности.

Другими словами, речь идет о определенной глобальной (интегрированной) оценке уровня энергетической безопасности, по способ-

ности учитывающей прогнозируемые перемены в состоянии многих индикаторов на рассматриваемую перспективу. Для того, чтобы данная оценка была действительно осуществимым занятием следует попытаться отметить с общего числа индикаторов такие, какие вместе с интегрированной оценкой абсолютно всех других, наиболее красочно определяют бы положение энергетической безопасности для установленного к рассмотрению сценария формирования ТЭК.

Исследование конкретного варианта развития позволяет получить перечень возможностей и физические размеры недопоставок окончательных энергоресурсов. Вспомогательное изучение, никак не допускающее дефицита энергоресурсов у потребителя, дает возможность заявлять о стоимости принятия мер согласно выходу на возможность удовлетворение абсолютного спроса на энергоресурсы в этой ситуации. В качестве цены подобного выхода можно рассматривать разность в функционалах первого и второго решений. Безусловно, для того, чтобы получить соответственные оценки, следует основательно обдумать процедуру развития экономических и производственных характеристик, участвующих в расчетах. Из основных индикаторов тут обязаны найти отображение и показатели износа, и состояние с запасами КПП на складах, и динамика уменьшения либо увеличения энергоемкости, и показатель обновления ОПФ ТЭК.

Определившись с ценой выхода на возможности, закладываемые в исследуемых сценариях формирования энергетики, мы можем предоставить сравнительные характеристики разных вариантов. Глава 18

95

ным объектом для сравнения при этом станет совокупность следующих составляющих:

- стоимость решения для обстоятельств, продиктованных исследуемым видом формирования ТЭК, с учетом реализации угроз энергетической безопасности;

- стоимость выхода на возможности по удовлетворению абсолютного спроса на энергоресурсы в сформировавшихся обстоятельствах.

Таким образом, можно утверждать, что с помощью проведения исследований на экономико-математической модели ТЭК при грамотном описании процессов мы учитываем значения большинства индикаторов, описывающих технологические и финансово-экономические характеристики функционирования энергетики. При этом получаем некую интегрированную оценку уровня ЭБ в той части, и в том аспекте, которые описываются учитываемым в модели набором индикаторов. В то же время вряд ли существует насущная необходимость и даже возможность загружать модель такими индикаторами, входящими в список важнейших как, например:

- доля доминирующего вида топлива в структуре КПП;

- отношение годового прироста промышленно извлекаемых запасов первичных ТЭР и их добыче;

- отношение фактического превышения реальных производственных возможностей отраслей ТЭК по производству и поставкам

- соответствующих ресурсов к суммарному спросу на них (включая экспорт) [4, 46-9].

3.2 Оценка уровня энергетической безопасности

Северо – Западного Федерального округа

Дать оценку уровню энергетической безопасности региона, определяемый состоянием объектов ТЭК и системой топливо- и энергообеспечения в регионе, можно с содействием количественно расценива-

емых индикативных характеристик, используя статистические сведения о параметрах объектов и регистрируемых действий, а кроме того модельные вычисления.

Индикативная оценка степени энергетической безопасности регионов государства осуществлена по трем, в значительной степени взаимозависимым, блокам индикаторов: производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона; 18

96 прочности системы топливо- и энерго-снабжения региона; состояния ОПФ систем энергетики в местности региона.

По первым 2 блокам определенные индикаторы распределены крайне относительно, так как непосредственно либо косвенно сопряжены друг с другом.

Использованный при оценке состав основных индикативных характеристик энергетической безопасности на областном уровне, организованный по блокам, приведен в Таблице.

С использованием выше указанной методики, были экспертно определены пороговые значения индикативных показателей для всех субъектов РФ. При этом все регионы были распределены по соответствующим группам территорий [53], а значения индикаторов были количественно соотнесены с их пороговыми значениями. В результате, стало возможным оценить качественное состояние каждого индикатора в соответствующем субъекте а 22 анализ а.

Сведения о качественном пребывании энергетической безопасности по федеральным округам в минувшие годы станет приведена далее. Непосредственно же процедура получения качественной оценки состояния энергетической безопасности регионов показан тут на примере Северо-Западного федерального округа (Таблица 17).

Для качественной оценки состояния индикатора 1.1 «Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей в его территории» субъекты РФ на территории СЗФО были распределены согласно соответствующим группам территорий (Таблица 18).

Таблица 17. Состав важнейших индикаторов энергетической безопасности регионального уровня. Источник: Воропай Н.И, Сендеров С.М « Энергетическая безопасность: сущность, основные проблемы, методы и результаты и 18 след 15 ований».

1. Блок производственной и ресурсной обеспеченности

системы топливо - и энергоснабжения региона 18

97

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.

2. Блок надежности топливо- и энергоснабжения региона

2.1. Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПП на территории региона.

2.2. Доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона.

2.3. Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в

условиях резкого похолода 18 дани 22 я (10-процентный наброс потребления)

на территории региона.

3. Блок состояния ОПФ систем энергетики на территории региона

3.1. Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона.

3.2. Отношение среднегодового ввода установленной мощности и ре-

конструкции электростанций региона за предшествующий 5-летний

период к установленной мощности р 22 ег 40 иона.

Таблица 18. Группировка регионов СЗФО по индикатору 22 1.1. Ис-

то чник: Воропай Н.И, Сендеров С.М «Энергетическая безопасность:

сущность, основные проблемы, методы и результаты исследова 15 ний».

Гр Характеристика ПК К Регион

Доли ед. 22

98

1 Регионы с относительно мощ-

ными электрическими связями с

территориями, избыточными по

электроэнергии (суммарная

мощность возможных межреги-

ональных перетоков электро-

энергии - не менее 50% от уста-

новленной электрической мощ-

ности региона)

0,5 0,3 Респ. Каре-

лия; Воло-

годская,

Ленинград-

ская, Мур-

манская,

Новгород-

ская, Псков-

ская обла-

сти

2 Регионы со средней мощностью

электрических связей (суммар-

ная мощность возможных меж-

региональных перетоков элек-

троэнергии - от 20 до 50 % от

установленной электрической

мощности региона)

0,7 0,5 Респ. Коми,

Архангель-

ская Кали-

нинградская

области

ПК, К – соответственно предкризисное и кризисное пороговые значе-

ния индикатора.

Фактические значения индикатора были количественно соотне-

сены с его пороговыми значениями, предложенными выше. Результат

анализа представ 22 лен на Рисунке

Рисуну к 17. Значения индикатора 1.1. «Отношение суммарной

располагаемой мощности электростанций региона к максимальной

электрической нагрузке потребителей на его территории» для 22 СЗФО.

Исто чник: Воропай Н.И, Сендеров С.М « Энергетическая безопас-

ность: сущность, основные проблемы, методы и результаты исследо-

в 15 аний ». 22

Фактически по данному индикатору можно отметить кризисный уровень обеспеченности собственной электроэнергией в Новгородской области. Во всех остальных субъектах РФ, расположенных на территории СЗФО, значения индикатора 1.1 с достаточным запасом располагаются в зоне приемлемых значений с позиций ЭБ. До 2006 г. также в кризисной ситуации находилась Калининградская область, но пуск в конце 2005 г. первого блока Калининградской ТЭЦ-2 мощностью 450 МВт вывел значения данного индикатора в область приемлемых, хотя и с небольшим запасом [22] [49].

3.3 Оценка значения ущерба от перерывов в электроснабжении

При анализе надежности электроснабжения посредством экономических оценок принято выделять две основные группы ущерба в общей энергетической цепочке от генерирующих электростанций до потребителей энергии: ущерб энергетических систем (системный ущерб) и ущерб потребителей энергии [52].

Каждая из указанных групп ущерба от ненадежности энергоснабжения включает в себя следующие составляющие:

- 1) основной ущерб, обусловленный недопуском продукции (невыполнением заданных функций на вышедшем из строя или отключенном участке);
- 2) дополнительный ущерб, вызванный браком продукции (снижением частоты и напряжения в системах), а также вынужденным изменением режима работы остальных элементов ЭК и потребителей или их состава;

100

- 3) прямой ущерб, обусловленный внеплановыми ремонтами и ре-визиями отказавшего оборудования;
- 4) косвенный ущерб, причиняемый недоиспользованием основных и оборотных материальных фондов ЭК и потребителей электроэнергии за время вынужденного простоя.

Количественно составляющую основного ущерба можно оценить суммой тех текущих затрат ЭК и потребителей, которые не возмещаются выпуском продукции. В частности, для ЭК эти затраты включают оплату простоя эксплуатационного персонала, а также накладные, в том числе амортизационные, расходы.

Следовательно, основной ущерб за время вынужденного простоя t_0 при отказах элементов ЭК можно представить в следующей [116] м виде:

$Y_0 =$

t_0

8760

$\sum (\alpha_{ИЗ}$

n

$i=1$

$+ I_{нi})$

где $I_{ИЗ}$ — годовой фонд заработной платы эксплуатационного персонала, обслуживающего вышедшее из строя i -е оборудование ЭЭС, руб.;

$I_{нi}$ — годовой размер накладных расходов по вышедшему из строя i -му оборудованию ЭК, руб.;

α — коэффициент, учитывающий использование части эксплуатационного персонала на ремонте отключенного оборудования или понижение оплаты за часы вынужденного простоя. Годовой размер накладных расходов вышедшего из строя оборудования ЭК можно приближенно считать равным годовому размеру амортизационных отчисле-

ний, а последний выразить через стоимость основных фондов отключаемого i -го оборудования энергосистемы K_i :

$\text{Ин} \approx a_i K_i$

где a_i — норма амортизационных отчислений для i -го оборудования

ЭЭС. Поделив выражение (1) с учетом (2) на количество недоотпущенной электроэнергии ΔW , равно

$\Delta W =$

t_0

8760

$\sum_{i=1}^n k_{pi} P_i T_{mi}$

n

$i=1$

где k_{pi} — коэффициент, характеризующий дефицит мощности в энергетической системе при выходе из строя i -го элемента, доли от его пропускной способности (установленной мощности); P_i — максимальная пропускная способность (установленная мощность) вышедшего из строя элемента i , кВт; T_{mi} — число часов использования пропускной способности (установленной мощности) i -го элемента ЭК, можно получить удельное значение основного ущерба ЭК.

101

Аналогичным образом могут быть определены и другие указанные составляющие ущерба от ненадежности энергоснабжения. Следует отметить, что количественные значения составляющих ущерба могут меняться в широких пределах как для ЭК, так и для потребителей энергии. Основными факторами, определяющими величину причиненного ущерба для ЭК, будут структура генерирующих мощностей, вид используемого системного резерва, стоимость топлива на основных и резервных генерирующих агрегатах и длительность их аварийного состояния. Расчеты, выполненные для ряда российских ЭК, оборудованных типовыми паротурбинными блоками 300—500 МВт, согласно разработанной методике, показывают, что системный ущерб в среднем составляет 15 - 20 руб./кВт ч недоотпущенной электроэнергии, что на порядок превышает затраты на производство единицы электроэнергии данными генерирующими компаниями, вызывая при этом недопустимые отклонения финансовых показателей их производственно - хозяйственной деятельности и появление серьезных угроз для деловой активности из-за роста операционных и инвестиционных затрат.

Таблица 19. Значения удельного ущерба ряда промышленных потребителей, рассчитанные по предлагаемой методике, руб.кВт·ч. Источник: А.В. Задорожный, Р.В. Окороков // Научно-технические ведомости СПбГПУ.

Потребитель Длительность

нарушения

электроснабжения,

мин

30 60

Заводы:

нефтехимический 150 380

металлургический 90 120

крупного

электромашиностроения

70 80

приборостроительный 45 60

цементный 6 30

Предприятия:

деревообрабатывающее 5 6

пищевой промышленности 80 180

102

Основными факторами, определяющими величину ущерба потребителей электроэнергии при перерывах их электроснабжения, являются характер технологических процессов и степень их зависимости от надежности электроснабжения, наличие собственных источников генерации и длительность перерыва электроснабжения. Расчеты, выполненные для ряда конкретных потребителей электроэнергии, показывают, что значения удельного ущерба для них могут достигать нескольких сотен рублей на 1 кВтч недополученной электроэнергии (Таблица 19), что близко к уровню средневзвешенного минимального удельного ущерба экономике России от нарушения электроснабжения потребителей (178,4 руб./кВтч), а также соответствует данным, характерным для потребителей электроэнергии ряда зарубежных стран (Таблица 20) [52].

Таблица 20. Значения ущерба потребителей электроэнергии при перерывах энергоснабжения, характерные для зарубежных стран, долл./кВтч. Источник: А.В. Задорожный, Р.В. Окорочков // Научно-технические ведомости СПбГПУ.

Тип потребителя Длительность нарушения электроснабжения, мин

1 20 60 240 480

Предприятия:

крупные промышленные 1,005 1,508 2,225 3,968 8,24

мелкие промышленные 1,625 3,868 9,085 25,163 55,806

коммерческие 0,381 2,969 8,552 31,317 83,008

сельскохозяйственные 0,06 0,343 0,649 2,064 4,12

бытовые 0,001 0,093 0,482 4,914 15,69

Правительственные

учреждения и организации

ции

0,044 0,369 1,492 6,558 26,04

Канторы и офисы 4,778 9,878 21,065 68,83 119,16

Средние значения

ущерба, рекомендуемые

к использованию при

обобщающих расчетах

0,67 1,56 3,85 12,14 29,41

Поэтому настолько высокие значения финансового ущерба от ненадежности электроснабжения могут значительно отразиться на эконо-

103

мических показателях единичных ЭК и компаний, потребляющих их продукцию и услуги. Это устанавливает потребность исследования и реализации целого комплекса событий по увеличению надежности концепций электроснабжения в рамках формирования новой ИЭС Российской Федерации, в котором экономически заинтересованы все сопряженные единым технологическим процессом ЭК и потребители электричества.

Для генерирующих компаний наибольшее негативное влияние на надежность и безопасность энергоснабжения имеют технологические риски, обусловленные износом оборудования и отсталостью технологий производства энергии, а также экономические риски, в числе которых следует выделить ценовые (риски потерь прибыли), операционные (риски, связанные с выполнением компанией основных бизнес-функций), кредитные (риски неисполнения дебиторских обязательств) и

финансовые (риски, связанные с вероятностью потерь денежных средств) [53].

У сетевых компаний, осуществляющих транспорт, передачу и распределение электроэнергии, надежность работы будет, в первую очередь, зависеть от рисков, вызываемых природными явлениями и состоянием оборудования ЛЭП. Риски, обусловленные экономическими причинами и ошибками персонала, оказывают меньшее влияние на надежность систем передачи и транспорта электроэнергии и, следовательно, на финансовые показатели соответствующих компаний [54].

Выводы по 3 главе

В процессе оценки уровня ЭБ регионов России были обнаружены общие и характерные особенности в системах топливо- и энергоснабжения, с позиций обеспечения энергетической безопасности, различных территорий. Далее представлены три ключевые группы регионов:

- 1 - я самая большая категория - регионы европейской части стран, не гарантируемые собственными ТЭР и характеризующиеся высокой долей доминирования природного газа в балансе КПТ;
- 2 - я категория - регионы азиатской части государства с мало сформированной энергетической транспортной инфраструктурой, прежде всего ЛЭП;
- 3 - я категория, пересекающаяся с двумя первыми - активно изолированные регионы, где крайне важно добиться применения состояния ОПФ энергетического хозяйства, оптимальной доли доми-

104

нирующего энергоресурса и достаточных возможностей удовлетворения спроса на КПТ и электроэнергию. Для регионов группы очень важна роль главного электрогенерирующего источника. К данной группе принадлежит большая часть регионов Дальневосточного федерального округа и Калининградская область.

В следствии соответствующего рассмотрения возможные направления мер по обеспечиванию ЭБ регионов государства структурированы следующим образом:

- усовершенствование структуры ТЭК и систем энергетики с позиций обеспечения их живучести и увеличения надежности топливо- и энергоснабжения.

- создание и введение новейшего оснащения и промышленных модернизаций в интересах увеличения уровня надежности топливо- и энергоснабжения потребителей.

- осуществление производственно-технических мероприятий по повышению готовности систем энергоснабжения к работе в чрезвычайных ситуациях с минимизацией вероятного ущерба для покупателей.

- разного рода деятельность потребителей ТЭР по сокращению спроса и более результативному использованию ТЭР, повышению эластичности потребительских энергоустановок в отношении качества и характера истич энергоносителей.

При этом одним из основных требований обеспечения ЭБ должно

быть немедленное развитие ОПФ энергетики, осуществление мер по увеличению самообеспеченности КПТ, повышению возможностей межрегионального транспорта ТЭР, а кроме того рациональная децентрация энергопроизводства. Бесспорно важным является также и осуществление активной энергосберегающей политики, то что дает возможность значительно уменьшить напряженность энергобаланса.

В настоящее время Российская федерация наравне с другими развитыми государствами приступила к фактической реализации про-

граммы инновационного формирования электроэнергетики, индустриально выпускающая интеллектуальные технологии и элементы, нужные для создания более диверсифицированных, эластичных и безопасных ИЭС.

Следует выделить, что сложность состава решаемых при этом

вопросов вынуждает сосредоточить особое внимание на способы и

механизмы управления рисками снижения надежности функционирования хозяйствующих субъектов новой ИЭС России для увеличения **1**

105

эффективности их работы и предоставления долгосрочной энергетической безопасности государства.

Заключение

Таким образом, можно сделать вывод, что обеспечение энер-

гетической безопасности в современном обществе очень важно для

развития экономики государства и, как следствие, для повышения

уровня жизни граждан. В то же время следует уточнить, что в современно

м мире, характеризующемся процессами глобализации, обеспе-

чение энергетической безопасности становится обязанностью абсо-

лютно всех государств и должно основываться на многосторонних

соглашениях, а не на двусторонних договорах.

Для обеспечения энергетической безопасности в Российской

Федерации необходимо решить основные вопросы.

Необходимо осуществить модернизацию в значительной уста-

ревшей технологической базе топливно-энергетического комплекса,

морально и физически устаревшей на физическом уровне, и обеспечить

воспроизводство ее добытой ресурсной базы.

Важнейшим фактором обеспечения энергетической безопас-

ности и сбалансированного формирования топливно-энергетического

комплекса является единство целей и методов государственной энер-

гетической политики на федеральном и региональном уровнях.

Проведен анализ многих областей энергетики. Исследование

подтверждает важность проблемы энергетической безопасности. В

любой структуре, в сочетании с огромной и малой энергией, суще-

ствует множество проблем, которые оказывают большое влияние на

энергетическую безопасность государства, например, например: в те-

чение определенного периода времени обычный возраст основного

(производственного) оборудования электростанций до **20** стигает 35 лет.

Это связано с уменьшением надежности блоков и увеличением удель-

ного расхода топлива для производства энергии, увеличением нагруз-

ки на окружающую сферу и т. д. Эта структура является очень значи-

тельным капиталовложением в модернизацию старого и строительство

новых энергетических объектов. Российская гидроэнергетика, как от-

дельно разобранный энергетический сектор, отстает от мировых лиде-

ров по проектированию гидроэлектростанций. Необходимо инвести-

ровать в совершенствование исследовательских проектов в универси-

тетах и российских научно-исследовательских институтах, работаю-

щих в этом направлении. В электроэнергетике почти 70% всех заказов **24**

106

на электроэнергию сегодня выдаются иностранным компаниям, и без

заказов отечественные предприятия не имеют средств для глубокой

модернизации производства, крупномасштабных исследований и ис-

пытаний и стендовых испытаний дизайнерские решения.

Во многих случаях проблема может быть решена, если госу-

дарство действительно заинтересовано, а не на словах, гарантировать

свою промышленность заказами и энергетическим сектором инвести-

ций в модернизацию, новое строительство и обучение.

Список использованной литературы

1. Воропай Н.И., Криворуцкий Л.Д., Руденко Ю.Н. и др. Об энергетической безопасности государства, 1995
2. Воропай Н.И., Клименко С.М., Криворуцкий Л.Д. и др. О сущности и основных проблемах энергетической безопасности России // Изв. РАН. Энергетика, 1996
3. Воропай Н.И., Клименко С.М., Криворуцкий Л.Д. и др. Некоторые проблемы энергетической безопасности России и ее регионов // Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления, 1996
4. Energy Dictionary/ World Energy Council. – Paris: Jouve SI, 1992.
5. Федеральный закон “О безопасности” от 05.03.92 No 2446 -1 (в ред. Закона РФ от 25.12.92 No 42 35-1, Указа Президента РФ от 24.12.93 No 228 8) // Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. основополагающие государственные документы. Часть 1. – М.: МГФ Знание, 1998.
6. Воропай Н.И., Криворуцкий Л.Д., Пяткова Н.И., Славин Г.Б., Чельцов М.Б. Энергетическая безопасность – надежность систем энергетической безопасности – надежность энергоснабжения: соотношение понятий и аспектов исследования // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики, 1999
7. Энергетическая безопасность. Термины и определения/ Отв. ред. чл.-корр. РАН Воропай Н.И. – М.: ИАЦ Энергия, 2005.
8. Энергетическая безопасность России / В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов, Ю.К. Шафраник и др. – Новосибирск: Наука, Сиб. Изд. Фирма РАН, 1998.
9. Славин Г.Б., Чельцов М.Б. Энергетическая безопасность: термины и определения. - Иркутск, 1999 .
10. Воропай Н.И., Славин Г.Б., Чельцов М.Б. О формировании терминологии в области энергетической безопасности // Энергетическая политика России на рубеже веков, т. 1, 2001 .
11. Воропай Н.И., Криворуцкий Л.Д., Руденко Ю.Н. и др. Основные методические принципы исследования и обеспечения живучести систем энергетики // Методы и модели исследования живучести систем энергетики. Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1990.
12. Антонов Г.Н., Воропай Н.И., Криворуцкий Л.Д. и др. Комплексные исследования живучести систем, 1992 .
13. Шамраев Н.Г., Троицкий А.А. Энергетическая безопасность России – важнейший фактор ее экономической безопасности, 1996 .
14. Бушуев В.В., Мастепанов А.М., Родионов П.И. Энергетическая безопасность России // Газовая промышленность, 1997
15. Макаров А.А. Проблемы энергетической безопасности России // Энергетическая политика России на рубеже веков, 1996 .
16. Проект Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации // Энергетическая политика, 1996.
17. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года // ТЭК. 2003.
18. Энергетика России. Стратегия развития. Научное обоснование энергетической политики / Минэнерго РФ, ИЭС. – М., 2003.
19. Энергетическая безопасность: сущность, основные проблемы, методы и результаты исследований / Н.И. Воропай, С.М. Сендеров – Москва, 2011.

20. Окорочков В.Р., Окорочков Р.В. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая безопасность».
21. Липатов Ю.А. Журнал Академия энергетики, статья: «Устойчивое развитие гидроэнергетики».
22. Обзор ИА INFOline Журнал Академия энергетики, статья: «Точка невозврата: износ электроэнергетического оборудования достиг критического максимума».
23. Сурина Е.А. Журнал Академия энергетики, статья: «Зимний максимум и энергетическая безопасность».
24. Рабчук В. И., Сендеров С. М. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая безопасность России: новый аспект».
25. Сафронов А.Ф. Журнал Академия энергетики, статья: «Сланцевые нефть и газ – вызов энергетической безопасности России?».
26. Жуков Г.И., Лисянский А.С., Фадеев Е.А., Щелоков В.И. Журнал Академия энергетики, статья: «Энергетическая безопасность: современное состояние и перспективы строения энергомашиностроения».
27. Окорочков В. Р., Ронгинский М. Ю. Роль человека в процессе принятия решений по управлению надежности в энергетике // Теоретико-методические проблемы надежности систем энергетики / И. А. Глебов, М. Н. Розанов и др. Новосибирск: Наука, 1985.
28. Инженерная психология: теория, методология, практическое применение / Под ред. Б. Ф. Ломова и др. М.: Наука, 1977.
29. Ахутин В. М. Адаптивные биотехнические системы // Психологические проблемы взаимной адаптации человека и машины в системах управления. М.: Наука, 1980.
30. Гримак Л. Д., Пономаренко В. А. Психическое состояние и надежность деятельности оператора // Вопросы кибернетики. М.: Наука, 1982.
31. Окорочков Р. В. Интеллектуальные системы — средство управления режимом электроснабжения на энергетическом рынке // Экономика, экология и общество России в 21-м столетии / Тр. 7-й междунаучно-практ. конф. Ч. II. 2009.
32. Окорочков В. Р., Волкова И. О., Окорочков Р. В. Интеллектуальные энергетические системы: технические возможности и эффективность. Ч. I. Технологические и социально-экономические основания их создания // Академия Энергетики. 2010.
33. Бушуев В. В. Электроэнергетика на постреформенном этапе // Энергетическая политика. 2010.
34. Монахова Е., Пшеничников С. Страна изношенных турбин // Эксперт. 2009. No 49–50 (686).
35. Кудрявый В. Открытый лоббизм // Мировая энергетика. 2009. No 5 (64).
36. Кузовкин А. И. Энергетический кризис и энергореформа в России: конкуренция вместо надежности // Проблемы прогнозирования. 2006. No 2.
37. Кудрявый В. В. Первостепенное внимание надежности энергоснабжения // Вестник ФЭК России. 2003. No 4.
38. Волконский В. А., Кузовкин А. И. Конкуренция и регулирование в управлении электро-энергетикой: теоретические подходы. М.: Изд-во ИНП РАН, 2009.
39. Стиглиц Дж. Е. Ревущие девятые: семена развала. М.: Современная экономика и право, 2005.
40. Энергетическая безопасность России / В. В. Бушуев, Н. И.

Воропай, А. М. Мастепанов, Ю. К. Шафраник и др. Новосибирск:

Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1998.

41. Энергетическая безопасность. Термины и определения / Отв.

редактор чл.-корр. РАН Н. И. Воропай. М.: ИАЦ Энергия, 2005 .

42. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути реше-

ния / Н. И. Пяткова, В. И. Рабчук, С. М. Сендеров и др.; Отв. ред. Н. И.

Воропай, М. Б. Цельцов. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011.

43. Борисов А. Б. Большой экономический словарь. М.: Книжный

мир, 2003.

44. Сафронов А. Ф. Сланцевый газ и сланцевая нефть — новый

сегмент на мировом топливноэнергетическом рынке // Тр. VI Евразий-

ского симпозиума по проблемам прочности материалов и машин для

регионов холодного климата. «EURASTRENCOLD — 2013».

45. Стрижакова Ю. Горючие сланцы, генезис, состав, ресурсы.

М.: Недра, 2008. 192 с.

46. EIA International energy outlook 2014. URL:

<http://www.eia.gov/forecasts/ieo/> (дата обращения: 8.08. 2015)

47. BP energy outlook 2035. URL:

[http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/energy-](http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/energy-outlook.html)

[outlook.html](http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/energy-outlook.html) (дата обращения 8.08. 2015).

48. EIA Annual Energy Review 2010. URL:

<http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/archive/038410.pdf> (дата об-

ращения 15. 08.2015).

11 0

49. Воропай Н.И., Сендеров С.М. Энергетическая безопасность:

сущность, основные проблемы, методы и результаты исследований .

50. Воропай Н.И., Клименко С.М., Славин Г.Б. и др. Основные

положения и методология мониторинга и индикативного анализа энер-

гетической безопасности России и ее регионов. – Иркутск, 1998. – 69 с.

(Препринт ИСЭМ , 1998, No 4) .

51. Надежность топливо- и энергоснабжения и живучесть систем

энергетики регионов России / Под науч. ред. Н.И. Воропая, А.И. Та-

таркина. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2003 .

52. Окорочков, Р.В. Финансовая безопасность электроэнергетиче-

ские компаний: теория и методология управления [Текст] / Р.В. Око-

рочков, Ю.А. Соколов, В.Р. Окорочков. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та,

2007.

53. Эдельман, В. Проблема управления надежностью в электро-

энергетике [Текст] / В. Эдельман // Энергорынок. 2007.

54. А.В.Задорожний, Р.В. Окорочков // Научно-технические ведом-

ости СПбГПУ. Экономические науки.-2013.