

Министерство энергетики Российской Федерации
Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике

**СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА**

Москва 2010

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 СЦЕНАРНЫЙ ПРОГНОЗ ВНЕШНИХ УСЛОВИЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА 2010—2020 ГОДЫ С ПЕРСПЕКТИВОЙ ДО 2030 ГОДА	6
1.1 Основные показатели социально-экономического развития России на 2010— 2020 годы и до 2030 года	6
1.2 Прогноз цен на топливо	11
1.2.1 Прогноз цен на природный газ	12
1.2.2 Прогноз цен на уголь	16
1.2.3 Прогноз цен на российскую нефть и мазут	18
1.3 Прогноз тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию	23
1.3.1 Прогноз тарифов (цен) на электроэнергию	23
1.3.2 Прогноз тарифов на тепловую энергию	29
1.4 Прогноз потребности страны и регионов в электроэнергии	31
1.5 Прогноз производства тепловой энергии в сфере централизованного теплоснабжения	37
1.6 Прогноз экспорта электрической энергии и мощности	42
2 БАЛАНСОВЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ И ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ И ФОРМИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ	46
2.1 Вариантная оценка потребности России и регионов в генерирующей мощности	46
2.2 Рекомендации по развитию генерирующих мощностей	53
2.2.1 Рекомендации по демонтажу и техническому перевооружению (модернизации) действующего генерирующего оборудования	53
2.2.2 Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на электростанциях различных типов	59
2.2.2.1 Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на АЭС	64
2.2.2.2 Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на ГЭС и ГАЭС	65
2.2.2.3 Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на ТЭС	69

2.2.2.4 Оценка масштабов развития распределенной генерации, включая электростанции на базе использования возобновляемых источников энергии.....	74
2.3 Характеристика балансовой ситуации при рекомендуемых вариантах развития генерирующих мощностей.....	79
2.3.1 Характеристика балансов мощности.....	79
2.3.2 Характеристика балансов электроэнергии.....	87
2.4 Рекомендации по развитию электросетевых объектов.....	95
3 ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.....	99
4 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....	106
ПРИЛОЖЕНИЕ А ПОТРЕБНОСТЬ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (БРУТТО) НА ТЕРРИТОРИИ ОЭС И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ.....	118
Таблица А.1 – Потребность в электроэнергии (брутто) на территории ОЭС и территориальных энергосистем, млрд кВт.ч – базовый вариант.....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ Б РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДЕМОНТАЖУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ В ЗОНЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ В 2010-2030 ГОДАХ, МВт.....	122
ПРИЛОЖЕНИЕ В РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВВОДУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ В ЗОНЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ В 2012-2030 ГОДАХ, МВт.....	123

ВВЕДЕНИЕ

Настоящие Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года (далее – Сценарные условия) разработаны ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по заказу Минэнерго России в рамках выполнения работ по мониторингу реализации Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 года (далее – Генеральная схема), предусмотренных постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823.

Генеральная схема разработана в 2010 году и 3 июня 2010 года рассмотрена на заседании Правительства Российской Федерации, по результатам которого она была в основном одобрена. В настоящее время Генеральная схема находится в Правительстве Российской Федерации на утверждении.

Сценарные условия отражают основные целевые ориентиры и параметры развития электроэнергетики на 2015-2020-2025-2030 годы, сформированные на основе Генеральной схемы.

Вместе с тем в Сценарных условиях произведен ряд уточнений, касающихся, прежде всего, прогноза макроэкономических показателей, цен на топливо, тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию, а также оценки объемов спроса на электроэнергию в 2010 году. Кроме того, в Сценарных условиях приводятся оценки ожидаемых объемов вводов генерирующих мощностей в 2010 году, а также объемов вводов генерирующих мощностей, заявляемых энергетическими компаниями к вводу в период до 2013 года в рамках формирования инвестиционных программ на этот период.

Сценарные условия предназначены для энергетических компаний с целью формирования ими уточненных предложений по развитию энергетических объектов. На базе предложений энергетических компаний будет сформирован Прогнозный баланс развития электроэнергетики на период 2011-2020 годы с оценкой перспективы до 2030 года (далее – Прогнозный баланс). Разработка указанного Прогнозного баланса позволит провести мониторинг реализации Генеральной схемы и подготовить доклад (отчет) в Правительство Российской Федерации, а также сформировать актуальный прогноз развития электроэнергетики с учетом реальных инвестиционных планов и прогнозов энергетических компаний.

Возможно использование Сценарных условий при выполнении других прогнозных работ, в том числе для формирования инвестиционной программы на 2011-2013 годы.

1 СЦЕНАРНЫЙ ПРОГНОЗ ВНЕШНИХ УСЛОВИЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА 2010—2020 ГОДЫ С ПЕРСПЕКТИВОЙ ДО 2030 ГОДА

1.1 Основные показатели социально-экономического развития России на 2010—2020 годы и до 2030 года

Основные показатели социально-экономического развития страны (макроэкономические характеристики) используются в качестве исходных условий для решения следующих задач:

прогнозирование потребности страны в электроэнергии;

прогнозирование финансового состояния энергокомпаний и оценка их инвестиционных ресурсов;

определение эффективности инвестиционных проектов в электроэнергетике.

При разработке Генеральной схемы основные показатели социально-экономического развития России принимались на основе Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 года № 1662-р), приложения к ней (Основные параметры прогноза Социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020-2030 годов), Энергетической стратегии России на период до 2030 года, а также других материалов, разработанных Минэкономразвития России.

В данных Сценарных условиях параметры социально-экономического развития страны до 2013 года уточнены на основании выпущенного Минэкономразвития России в сентябре 2010 года Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2011 год и плановый период 2012 и 2013 годов (далее Прогноз социально-экономического развития).

Разработка Прогноза социально-экономического развития осуществлялась Минэкономразвития России на вариантной основе в составе двух базовых (варианты 2b и 1b) и двух дополнительных (варианты 1a и 2c) вариантов.

Во всех вариантах учитывалось влияние на российскую экономику последствий мирового финансово-экономического кризиса, а также восстановительных тенденций прошлого и текущего годов. Восстановительный рост сосредоточен в секторах,

наиболее пострадавших от кризиса. Со стороны производства это, прежде всего, электроемкие обрабатывающие отрасли и машиностроение. Восстановлению производства способствуют посткризисный рост мировой экономики, высокие цены на сырьевых рынках и улучшение доступа к кредитам. По мере исчерпания роста, связанного с восстановлением предкризисных объемов производства, на первый план будут выходить внутренние факторы развития. С 2011 года можно ожидать существенного повышения инвестиционной активности, особенно роста инвестиций в инфраструктурные проекты. Поэтому в 2011-2013 годах возможен переход от оживления к устойчивому экономическому подъему с усилением его инвестиционной направленности.

Базовые варианты прогноза базируются на относительно консервативных оценках внешних условий: устойчивое восстановление мировой экономики и умеренный рост цен на нефть Urals до 78-79 долларов США за баррель в 2012-2013 годах.

Умеренно-оптимистичный вариант 2b является инвестиционным вариантом развития экономики. В 2011 году предполагаются значительные объемы инвестиций компаний топливно-энергетического комплекса. При общей социальной направленности расходов федерального бюджета предусматривается рост расходов на программы развития высокотехнологичного комплекса, жилищного строительства, здравоохранения. Возобновится рост банковского кредитования.

Предполагается относительное повышение конкурентоспособности бизнеса. Рост импорта будет опережать наращивание внутреннего спроса, однако эта разница будет снижаться. Темпы роста реальной заработной платы будут сопоставимы с ростом производительности труда.

Рост ВВП в 2010-2013 годах в данном варианте прогнозируется на уровне 3,9-4,5%.

Консервативный вариант 1b отражает развитие экономики в условиях реализации рисков, связанных с медленным восстановлением кредитной активности, низкой инвестиционной активностью на фоне снижения конкурентоспособности при возрастании налоговой нагрузки и стагнации государственного спроса. Годовые темпы роста ВВП в 2011-2013 годах оцениваются в этом варианте на уровне 3-3,3%.

Дополнительно проработаны варианты с различной динамикой цен на нефть и темпов роста мировой экономики.

Вариант 1а разработан в условиях замедления в 2011 году выхода мировой экономики из кризиса (в т.ч. и временной паузы роста американской экономики) и снижения цены на нефть Urals в 2011 году до 68 долларов США за баррель и в 2013 году – до 60 долларов США за баррель. Адаптация российской экономики к такому пессимистическому сценарию потребует значительного снижения курса рубля и будет связана с замедлением темпов роста российской экономики (ВВП - 2,2-2,9 процента).

Вариант 2с отражает более оптимистичную гипотезу выхода мировой экономики из кризиса, относительно высокий уровень спроса на энергоносители и восстановление положительной тенденции роста цен на нефть до 85 долларов США за баррель в 2012 году и до 90 долларов США за баррель в 2013 году. В этих условиях темп роста ВВП российской экономики повышается дополнительно на 0,3-0,4 п. пункта.

В качестве основного варианта для разработки параметров федерального бюджета на 2011-2013 годы предлагается умеренно-оптимистичный вариант 2b.

Рассмотренному в Генеральной схеме варианту инновационного сценария с ускоренным ростом энергоэффективности экономики и с экологической направленностью (далее – инновационный сценарий) в Прогнозе социально-экономического развития (на временном отрезке до 2013 года) соответствует умеренно-оптимистичный вариант (2b).

В целом данный инновационный сценарий на период до 2020 и далее до 2030 года рассматривается как целевой, поскольку формирование эффективной экономики страны на базе модернизации и новых технологий возможно лишь в случае реализации инновационной модели роста. Именно поэтому социально-экономическая политика Правительства Российской Федерации на среднесрочную перспективу (2011-2013 годы) переносит акценты с мер, нацеленных на антикризисную поддержку отраслей, предприятий и населения, на меры стратегического характера, зафиксированные в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года. При этом можно ожидать, что на перспективу, по крайней мере, в ближайшие 7-10 лет, у России в силу специфики развития её экономики, опирающейся на богатый природно-ресурсный потенциал, сохранится

существенная сырьевая, энергетическая и «тяжело-энергоёмкая» специализация. Следовательно, рассматриваемая модель должна опираться на инновации не только в наукоемких отраслях, но и в традиционных, в том числе электроёмких видах производства, являющихся базовыми для российской экономики. К ним относятся добыча и переработка полезных ископаемых, металлургия, химическая промышленность, тяжелое и транспортное машиностроение и некоторые другие.

В данных Сценарных условиях в качестве основного рекомендуется инновационный сценарий, положенный в основу Генеральной схемы, уточненный на период до 2013 года в соответствии с умеренно-оптимистичным вариантом Прогноза социально-экономического развития.

В этом случае среднегодовой прирост ВВП в 2011-2013 годах составит 4,2 % (с приростом ВВП к 2013 году на 8,5 % по сравнению с 2008 годом), в 2010—2020 годах – почти 5,0 %, прирост инвестиций – 8,7 %. За период 2021—2025 годы ВВП возрастет на 30,1 %, а за следующее пятилетие – на 26,2 %.

Основные параметры развития экономики на период до 2030 года и соответствующие им темпы роста цен представлены в таблице 1.1.1. В таблице 1.1.1 также приведена прогнозная динамика валютных курсов.

В Генеральной схеме рассмотрен также благоприятный вариант развития экономики, которому в период до 2013 года в Прогнозе социально-экономического развития соответствует вариант 2с. В данных Сценарных условиях параметры этого варианта не приводятся, в связи с тем, что для расчетов рекомендован инновационный сценарий.

Таблица 1.1.1 - Основные показатели развития экономики России в соответствии с умеренно-оптимистическим вариантом до 2013 г. в последующем с выходом на инновационный сценарий

		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025*	2030*
ВВП	%	-7,9	4,0	4,2	3,9	4,5	5,0	5,5	5,7	5,5	5,4	5,4	5,5	5,4	4,8
Продукция промышленности	%	-9,3	7,6	3,9	3,8	4,9	5,1	5,0	5,4	5,3	5,0	5,0	5,1	4,5	4,1
Инвестиции в основной капитал	%	-16,2	2,5	10,0	3,5	7,4	11,0	11,7	11,2	10,4	9,8	9,6	9,0	7,1	5,1
Темп инфляции или индекс потребительских цен (ИПЦ), в % к предыдущему году (в среднем за год)	%	111,7	106,6	107,9	105,7	105,4	105	104,5	104	104	103,4	103,4	103,2	102,7	102
Индекс-дефлятор промышленной продукции	%	100,9	112,6	108,8	106,9	105,2	106	106,5	106	105,5	105	104,3	104,5	102,3	102
Индекс-дефлятор инвестиций, %	%	107,8	108,4	108,2	108	107,9	106	105,1	105	104,5	104	103,5	103,5	103	103
Среднегодовой курс рубля к доллару		31,7	30,4	30,5	30,7	31	31,5	31,7	32	32,3	32,5	32,7	32,8	33,8	34,5
Среднегодовой курс рубля к евро		44,1	39,5	42,5	41	39,5	39,3	39,6	39,8	40	40,2	40,5	40,6	41,5	42,1

* Средние темпы за период

1.2 Прогноз цен на топливо

При подготовке прогноза цен на топливо были приняты следующие исходные предпосылки и допущения:

1. Отправной точкой для прогноза внутрироссийских цен топлива является прогнозная динамика цен мирового рынка нефти, а также сложившиеся многолетние соотношения цен различных видов энергоресурсов и их изменения, ожидаемые в рассматриваемой перспективе;

2. Цены топлива на 2010 год приняты на уровне средних цен производителей (для угля и мазута), сложившихся на внутреннем рынке за 8 месяцев 2010 года, и средних оптовых цен (для газа) по соответствующим ценовым поясам;

3. Тарифы на железнодорожный и трубопроводный транспорт приняты исходя из действующих в 2010 году тарифов по соответствующим маршрутам транспортировки;

4. Прогнозные цены представлены агрегировано по объединенным энергосистемам (ОЭС), входящим в состав ЕЭС России, с выделением в необходимых случаях территорий, существенно отличающихся по источникам, условиям или транспортным затратам топливоснабжения электростанций;

5. Результаты прогноза внутренних цен представлены в фиксированных ценах 2010 года. Тем не менее, для обеспечения корректного учета изменяющихся в перспективе соотношений валютных и рублевых цен и издержек, исходным является прогноз цен топлива на внутреннем рынке в номинальных ценах;

6. Принято, что начиная с 2015 года на внутреннем рынке России будет осуществлен переход к формированию оптовых цен на природный газ на основе формулы, обеспечивающей равную эффективность поставок газа на внешний и на внутренний рынки;

7. Прогнозы разработаны в предположении о сохранении действующих формул и ставок исчисления вывозных таможенных пошлин на нефть, нефтепродукты и газ.

В качестве прогноза мировых цен на нефть принят базовый прогноз цен нефтяного рынка, разработанный Международным энергетическим агентством в 2009 году («World Energy Outlook - 2009» от 10 ноября 2009 года). В соответствии с указанным прогнозом цена за баррель нефти в 2030 году составит около 115 долл. (в долл. 2008 г.¹) (таблица 1.2.1).

Таблица 1.2.1 - Прогноз цены на нефть на мировом рынке, долл./барр.

1.2.1 Прогноз цен на природный газ

При разработке прогноза цен на газ на внутреннем рынке России были приняты следующие допущения:

1. В 2015 году осуществляется переход к ценообразованию на принципах равной эффективности поставок (схема net-back) на экспорт и на внутренний рынок и сохраняется действующая ставка таможенной пошлины на трубопроводный газ (30%).

2. Используется следующая схема формирования внутренних цен на природный газ: по схеме net-back формируется цена газа в основном месте добычи (север Ямало-Ненецкого автономного округа - ЯНАО), а в остальных регионах цены определяются исходя из оценки транспортных затрат по магистральным потокам газа.

3. В остальных центрах добычи цены газа определяются исходя из условия равенства в узлах системы магистральных газопроводов цен на газ, поступающий из разных регионов добычи.

4. Прогнозные цены импортного газа на рынке Европы приняты равными²:

¹ Практически совпадает с оценкой в долларах 2009 года

² Здесь и далее прогнозы долларовых цен на топливо и его транспортировку приведены в постоянных ценах 2009 г., а рублевые цены (если не оговорено иное) - в постоянных ценах 2010 г. Все цены указаны без учета НДС.

- в 2010 году – 264 долл./1000 куб.м;
- в 2015 году – 302 долл./1000 куб.м;
- в 2020 году – 346 долл./1000 куб.м;
- в 2025 году – 369 долл./1000 куб.м;
- в 2030 году – 392 долл./1000 куб.м.

Указанные значения близки к базовому сценарию прогноза Международного энергетического агентства 2009 года («World Energy Outlook – 2009» от 10 ноября 2009 года) для цен газа, импортируемого на рынок Европы. Однако, в отличие от этого прогноза, учитывается складывающаяся тенденция некоторого относительного удешевления газа относительно нефти под влиянием активного развития альтернативных источников газа и усиления конкуренции производителей на мировом рынке газа.

5. Цены на газ в основном месте добычи (север ЯНАО) приняты равными:

- в 2010 году – установленному ФСТ России предельному (максимальному) уровню цен для ЯНАО;

- в 2015 - 2030 годах – ценам, рассчитанным по схеме net-back от прогнозных цен европейского рынка. При расчете использованы прогнозные оценки стоимости магистрального транспорта газа с учетом его развития.

6. Газ сибирских месторождений будет входить в единую систему газоснабжения, а общее направление потоков газа в Сибирском федеральном округе будет от Западной Сибири в восточном направлении¹. При этом не будет существовать нескольких центров формирования цен на газ.

7. Цены на газ по годам рассматриваемой перспективы определены в каждом из пятилетних периодов при условии равных (в соответствующем пятилетии) годовых приростов цены. Такой подход обеспечивает постепенное снижение темпов роста цен на газ в каждом регионе.

¹ При этом не рассматривается возможность того, что в связи с развитием месторождений газа в Восточной Сибири направление потоков газа может измениться на обратное. При планируемых масштабах развития добычи газа на Ямале и ожидаемом сокращении поставок газа на рынок Европы, целесообразность высокой интенсивности разработки месторождений Сибири, позволяющей поставлять большие объемы газа на внутренний рынок в западном направлении, является сомнительной. Это, например, подтверждается очередным переносом сроков освоения Ковыктинского месторождения.

8. Прогнозные значения цен на газ представлены в таблице 1.2.1.1 в каждом из выделенных регионов агрегировано в привязке к основной точке потребления газа на ТЭС.

Таблица 1.2.1.1 - Прогноз цен на газ по ОЭС руб./тыс. куб. м (без НДС, в постоянных ценах 2010 года)

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ОЭС Северо-Запада		3083	3592	3984	4329	4635	4908	4917	4927	4937	4950	4965	4989	5007	5021	5031	5037	5055	5070	5081	5088	5093
Архангельск	Запад	3480	3138	3530	3875	4181	4454	4463	4473	4483	4496	4511	4535	4553	4567	4577	4583	4601	4616	4627	4634	4639
	Восток	2688	3012	3404	3749	4055	4328	4337	4347	4357	4370	4385	4409	4427	4441	4451	4457	4475	4490	4501	4508	4513
Коми	Запад		2936	3328	3673	3978	4252	4261	4270	4281	4293	4309	4332	4351	4365	4374	4380	4399	4413	4424	4432	4436
	Восток	2542	2830	3222	3567	3873	4146	4155	4165	4175	4188	4203	4227	4245	4259	4269	4275	4293	4308	4319	4326	4331
Калининградская область		3558	3660	4052	4397	4703	4976	4985	4994	5005	5018	5033	5057	5075	5089	5098	5104	5123	5137	5148	5156	5161
ОЭС Центра		3198	3567	3959	4305	4610	4884	4893	4902	4913	4925	4941	4964	4983	4996	5006	5012	5031	5045	5056	5064	5068
ОЭС Волги		2790	3166	3558	3903	4209	4482	4491	4500	4511	4523	4539	4563	4581	4595	4604	4610	4629	4643	4654	4662	4667
ОЭС Юга		3276	3737	4129	4475	4780	5054	5063	5072	5083	5095	5111	5134	5153	5166	5176	5182	5201	5215	5226	5234	5238
ОЭС Урала	Север	2068	2616	3008	3353	3659	3932	3941	3951	3961	3974	3989	4013	4031	4045	4055	4061	4079	4094	4105	4112	4117
	Юг	2708	2918	3310	3655	3961	4234	4243	4252	4263	4276	4291	4315	4333	4347	4356	4362	4381	4395	4406	4414	4419
ОЭС Сибири	Запад	3546	3832	4079	4295	4484	4653	4661	4669	4680	4693	4710	4736	4557	4387	4225	4782	4802	4632	4471	4318	4838
	Восток						5155	5162	5170	5180	5194	5212	5239	5259	5273	5281	5284	5305	5320	5331	5338	5340
ОЭС Дальнего Востока		1605	1846	2123	2441	2807	3228	3696	4232	4846	5549	6353	6380	6400	6413	6421	6424	6446	6461	6472	6478	6481

1.2.2 Прогноз цен на уголь

Прогноз цен на уголь на внутреннем рынке России (таблица 1.2.2.1) формируется исходя из следующих допущений:

1. Для оценки цены экспортируемых марок российских углей используется прогноз Международного энергетического агентства («World Energy Outlook -2009» от 10 ноября 2009 года) ожидаемого уровня цен на энергетические угли для стран, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития. Данный прогноз соответствует базовому сценарию прогноза мировых цен на нефть и газ, предполагает некоторое снижение во времени стоимости угля относительно газа и достаточно близок к опубликованным прогнозам других международных организаций.

2. Государственная политика цен на уголь будет обеспечивать паритет внутрироссийских и экспортных цен российских углей¹, и в перспективе будут исключены ситуации, когда цены производителей угля при поставках на внутренний рынок систематически превышают уровень экспортных цен на уголь.

3. Цены поставок угля из Кузнецкого бассейна рассчитываются по схеме net-back (от рынка угля Северо-Западной Европы). В расчете затраты на экспорт (железнодорожный транспорт, ставки фрахта, стоимость портовых услуг и прочие затраты) принимаются на уровне, сложившемся в конце 2009 года². При расчете номинальных цен эти ставки индексируются с учетом показателей долларовой и рублевой инфляции соответствующего года.

4. Прогнозные цены российского угля на условиях cif ARA³ (с учетом его среднего качества) приняты равными:

- в 2010 году – 82 долл./т;

- в 2015 году – 90,6 долл./т;

¹ Данное допущение представляется обоснованным, учитывая высокую долю экспорта в поставках российских энергетических углей - около 40% от фактической добычи в 2009 г.

² Учитывая, что в этом году в условиях экономического кризиса сформировались достаточно низкие ставки фрахта, эти оценки не будут завышенными при расчетах на перспективу.

³ Антверпен (Antwerp)/Роттердам (Rotterdam)/Амстердам (Amsterdam) - основные порты для импортируемого угля в Северо-Западной Европе.

- в 2020 году – 101,4 долл./т;

- в 2025 году – 105,0 долл./т;

- в 2030 году – 108,2 долл./т.

5. Затраты на экспорт оцениваются по альтернативным маршрутам экспорта через порт Мурманск и порты стран Балтии, что определяет возможные значения транспортной составляющей в диапазоне 48 – 59 долл./т.

6. Российский уголь (по возможным ценам поставки) традиционно занимает на мировом рынке одну из замыкающих позиций. Кроме того, возможности экспортной инфраструктуры ограничены как по производительности, так и по эффективности. Поэтому структура поставок российского угля по маршрутам экспорта определяется емкостью рынка и техническими ограничениями. С учетом сказанного, в качестве оценки цены кузнецкого угля на месте добычи, конкурентной с ценой его поставки на экспорт, принимается средняя величина полученного диапазона цены net-back.

7. Аналогичная схема (см. пункты 1–5) используется для оценки конкурентных цен на хакасский уголь и угли южной Якутии.

8. Цены на уголь представлены по основным угольным бассейнам, угли преимущественно местного потребления объединены в однородные по территориальному принципу и по качеству группы.

9. Прогноз цен на остальные угли, которые являются в основном углями местного использования, осуществляется исходя из доступной информации об их текущих ценах (или затратах на добычу) и с учетом сохранения паритета цен с кузнецкими углями с учетом затрат на транспорт до ТЭС.

10. Для большинства углей, не имеющих заметного экспортного потенциала, рост цен в номинальном выражении будет близким к темпам инфляции. Для некоторых углей, сохранение их конкурентоспособности на внутреннем рынке возможно только в случае более низких темпов роста цен, другими словами, при их условии относительного снижения цен (в постоянных ценах). К ним относятся, в частности подмосковные и уральские угли.

11. Цена на экибастузский уголь, поставляемый на электростанции Омской области и на Урал, в 2010 году оценивается исходя из информации о его стоимости на границе Казахстана равной 650 руб./т. С учетом проводимой правительством Казахстана политики на экономическую поддержку добычи и экспорта углей, прогноз цен на экибастузский уголь сформирован исходя из поддержания их конкурентоспособности на российском рынке.

12. Цены по годам рассматриваемой перспективы определяются при условии равномерного (с постоянным темпом прироста) удорожания в течение каждого из пятилетий.

13. Затраты на железнодорожный транспорт оценены исходя из действующих в 2010 году тарифов на перевозки углей различного качества по соответствующим маршрутам поставки с учетом последующей либерализации услуг по перевозке (таблица 1.2.2.2).

1.2.3 Прогноз цен на российскую нефть и мазут

Прогноз цен на российскую нефть и мазут на внутреннем рынке России формируется исходя из следующих допущений:

1. При прогнозировании цен на российскую нефть и мазут используется базовый прогноз цен нефтяного рынка Международного энергетического агентства (МЭА), скорректированный с учетом соотношения цены Urals с ценой импорта IEA. Прогнозная цена Urals на 2030 год принимается равной 113,2 долл. за баррель (в долларах 2009 года).

2. Учитывая более высокую динамику нефтяных цен в январе–марте 2010 года по сравнению с прогнозом МЭА, для 2010 года используется среднесрочный прогноз Агентства энергетической информации Министерства энергетики США (EIA DOE) («Short-Term Energy Outlook» от 6 апреля 2010 года). Прогноз скорректирован на множитель, отражающий разницу между ценой WTI и Urals, и дефлятор доллара США 2010 года к 2009 году. В результате прогнозная цена Urals на 2010 год оценивается равной 78,7 долл. за баррель (в долларах 2009 года). Цены на нефть в 2011–2019 годах. получены линейной интерполяцией, аналогично прогнозу МЭА. В

дальнейшей перспективе прогнозируется следующая динамика цен на нефть Urals в долларах 2009 года:

- в 2015 году – 88,6 долл./бар;
- в 2020 году – 98,5 долл./бар;
- в 2025 году – 105,8 долл./бар;
- в 2030 году – 113,2 долл./бар.

3. Прогнозная цена на мазут на европейском рынке подсчитана от цен нефти Urals с учетом постоянного соотношения между ценой нефти Urals и ценой мазута на европейском рынке, равного 0,85 (мазут 1% серы к цене Brent, Urals 0,96 к цене Brent). Таможенная пошлина принята в соответствии с действующим механизмом определения ставок по формуле $0,236 \times (\text{ЦUrals} - 109,5)$. В настоящее время в Правительстве Российской Федерации обсуждается изменение ставок таможенных пошлин на нефть (возможное понижение) и на нефтепродукты, при этом рассматривается возможное повышение ставок пошлины на мазут, что безусловно повлияет на уровень внутренних цен.

4. В связи с тем, что на всех крупных НПЗ поддерживается высокая доля экспорта мазута, цены производителей по всем заводам определены по формуле net-back от цены на соответствующем внешнем рынке поставок.

5. Цена мазута в Омске и для большинства заводов европейской части страны принята по формуле net-back от цены на европейском рынке с учетом оценки затрат на транспортировку.

6. Цена мазута в Ангарске, Ачинске и заводов Дальнего Востока принята по формуле net-back от цены в Сингапуре (цена рассчитана как европейская цена, умноженная на 1,02) с учетом соответствующих транспортных затрат.

7. Цена мазута на заводах, расположенных на Юге европейской части, соответствующие транспортные затраты определены по маршрутам поставки на Средиземноморский рынок.

8. Уровни цен заводов на мазут, агрегированные по регионам, и средние транспортные затраты на поставку мазута железнодорожным транспортом на электростанции регионов представлены в таблице 1.2.3.1.

Таблица 1.2.2.1 - Прогноз цен производителей на уголь, руб./т (без НДС, в постоянных ценах 2010 года)

	Основные виды углей	Калорийность	Цены производителей	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Северо-Запад	Воркутинский	5455	руб/т	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820
	Интинский	3967	руб/т	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596	596
Центр	Подмосковный	1800	руб/т	562	545	529	516	504	494	485	478	472	468	465	463	460	458	456	454	453	452	451	450	450
Волга	Башкирский, Тольганский	1756	руб/т	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Юг	Донецкий	5109	руб/т	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139
Урал	Свердловский, Волчанский	2143	руб/т	547	524	503	485	468	454	441	429	419	411	404	397	390	384	378	372	367	362	357	352	348
	Челябинский	2881	руб/т	735	703	674	648	625	605	587	571	556	544	534	524	514	505	497	488	481	473	466	459	453
Сибирь	Кузнецкий	5400	руб/т	626	657	683	705	725	743	775	804	831	857	882	877	872	867	861	855	849	842	836	829	822
	Канско-Ачинский	3500	руб/т	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
	Хакасский	4600	руб/т	473	493	509	523	536	547	571	592	612	631	650	646	643	639	634	630	625	620	615	610	605
	Угли каменные (Бурятия и Иркутская обл.) Тугнуйский, Черемховский, Жеронский,	4620	руб/т	621	633	647	663	681	702	725	752	781	814	851	839	827	815	804	792	781	770	759	749	738
	Бурые угли Иркутской области Мугунский, Азейский ЗБ	3760	руб/т	500	505	511	518	527	538	551	565	581	600	621	609	597	586	575	564	554	544	534	524	515
	Бурые угли Бурятия Гусинозерский, Орхонский, Окино-Ключевской, Байн-Зурхе	3600	руб/т	590	595	602	611	622	635	650	667	686	708	733	719	706	694	681	669	657	646	635	624	614
Дальний Восток	Угли бурые Забайкальский край (Татауровский, Харанорский, Уртуйский)	3400	руб/т	520	530	541	555	570	588	607	629	654	682	712	695	679	664	649	634	620	607	594	581	569
	Ерковецкий, Райчихинский (бурый)	3200	руб/т	730	741	752	764	775	787	799	811	823	836	848	861	874	887	901	914	928	942	956	971	985
	Ургальский (каменный)	4400	руб/т	1045	1052	1060	1067	1075	1082	1090	1097	1105	1113	1121	1128	1136	1144	1152	1160	1169	1177	1185	1193	1202
	Приморский (бурый)	2300	руб/т	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526
	Приморский (каменный)	4000	руб/т	950	966	983	999	1016	1033	1051	1069	1087	1105	1124	1143	1163	1182	1202	1223	1243	1265	1286	1308	1330
	Лучегорский (бурый)	2000	руб/т	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Южно Якутский	6000	руб/т	2013	2054	2095	2137	2180	2224	2269	2315	2361	2409	2457	2507	2557	2609	2662	2715	2770	2826	2883	2941	3000	
Казахский уголь	Экибастузский	3933	руб/т	650	675	683	693	706	720	737	756	778	803	831	812	794	777	760	744	728	713	698	684	670

Таблица 1.2.2.2 - Затраты на железнодорожные перевозки угля, руб./т (без НДС, в постоянных ценах 2010 года)

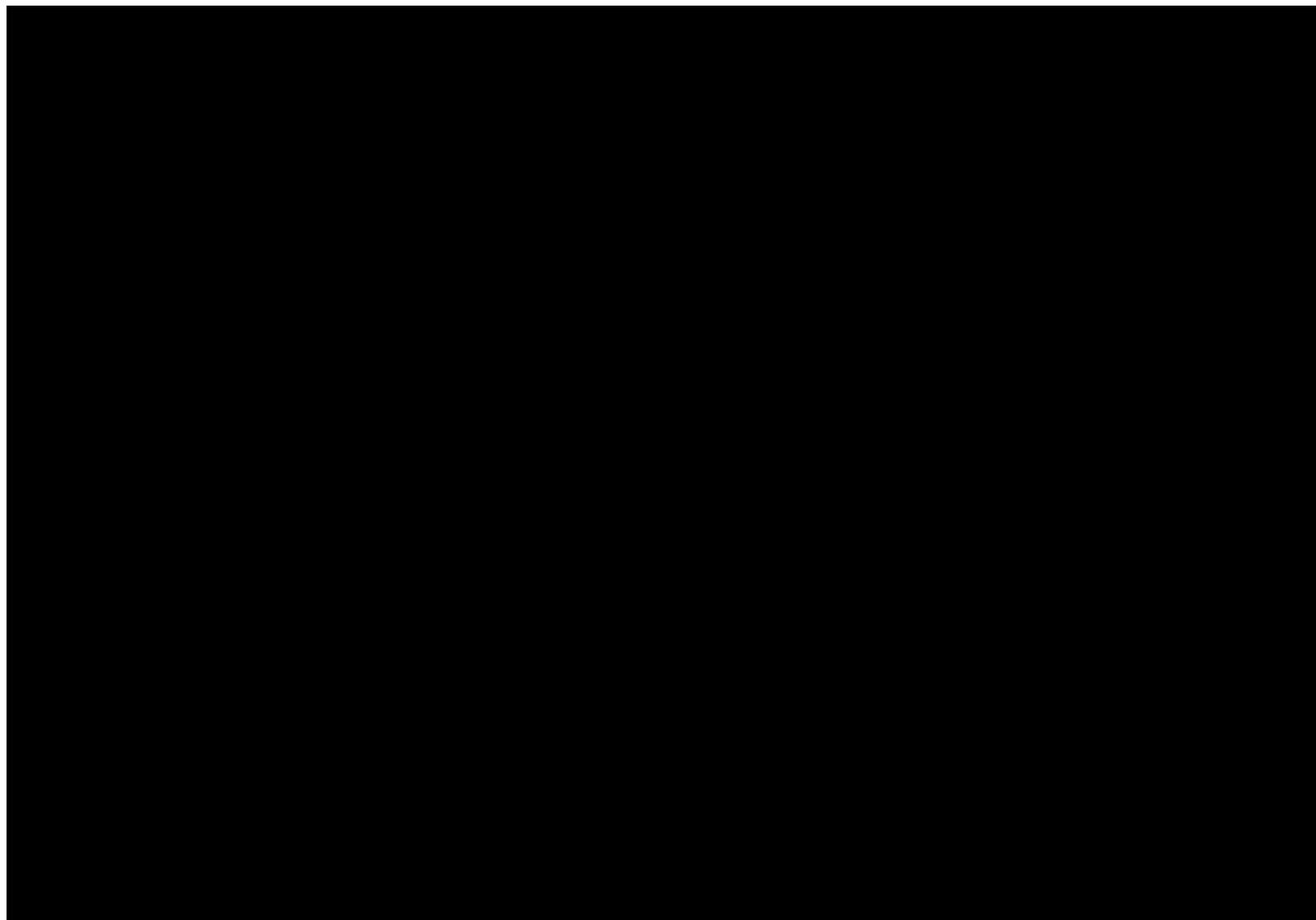


Таблица 1.2.3.1 - Прогноз цен НПЗ на мазут и затрат на железнодорожные перевозки по регионам потребления, руб./т (без НДС, в постоянных ценах 2010 года)

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ОЭС Северо-Запада	Средняя цена производителей мазута	8723	8767	8810	8851	8892	8931	8970	9007	9044	9080	9115	9128	9141	9154	9167	9180	9193	9205	9218	9230	9242
	Средние затраты на ж/д транспорт	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322	1322
ОЭС Центра	Средняя цена производителей мазута	8420	8464	8507	8549	8590	8630	8669	8707	8744	8780	8815	8829	8842	8855	8868	8881	8894	8907	8920	8932	8945
	Средние затраты на ж/д транспорт	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525	1525
ОЭС Юга	Средняя цена производителей мазута	8712	8758	8802	8845	8887	8928	8968	9007	9045	9082	9118	9133	9147	9161	9175	9188	9202	9215	9229	9242	9255
	Средние затраты на ж/д транспорт	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593
ОЭС Волги	Средняя цена производителей мазута	8199	8243	8286	8328	8369	8408	8447	8485	8522	8558	8593	8606	8620	8633	8646	8659	8672	8685	8697	8710	8722
	Средние затраты на ж/д транспорт	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080
ОЭС Урала	Средняя цена производителей мазута	7943	7987	8029	8071	8112	8151	8190	8227	8264	8300	8335	8348	8361	8374	8387	8400	8413	8425	8438	8450	8462
	Средние затраты на ж/д транспорт	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079
ОЭС Сибири	Средняя цена производителей мазута	6547	6592	6636	6679	6721	6762	6802	6841	6879	6916	6952	6966	6980	6994	7007	7021	7034	7047	7060	7073	7086
	Средние затраты на ж/д транспорт	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593	1593
ОЭС Дальнего Востока	Средняя цена производителей мазута	8768	8814	8859	8903	8945	8987	9027	9067	9105	9143	9179	9194	9208	9222	9236	9250	9264	9277	9291	9304	9317
	Средние затраты на ж/д транспорт	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252	1252

1.3 Прогноз тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию

1.3.1 Прогноз тарифов (цен) на электроэнергию

Прогноз тарифов и цен на электроэнергию выполнен по схеме последовательного определения стоимости покупки электроэнергии с оптового рынка по регулируемым и нерегулируемым ценам, стоимости покупки электроэнергии у региональных поставщиков, стоимости услуг по передаче электроэнергии по сетям ЕНЭС и распределительным сетям, стоимости услуг муниципальных сетевых предприятий, сбытовой надбавки. При этом стоимость потерь электроэнергии в сетях учитывается при определении стоимости покупной электроэнергии. Кроме того, при расчете тарифов и цен для конечных потребителей учитываются субсидии и субвенции из бюджетов всех уровней, которые приводят к снижению среднеотпускных тарифов (цен).

Изменение доли нерегулируемого сектора оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) принято в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2007 № 205, которым определены темпы либерализации ОРЭМ. Расчетная доля сектора свободной торговли ОРЭМ:

на 2010 г. – 54%;

на 2011 г. – 82%.

В последующие периоды до 2030 года предполагается, что доля нерегулируемого рынка электроэнергии на ОРЭМ будет колебаться от 81 до 84%. Неполная либерализация оптового рынка объясняется поставкой электроэнергии по регулируемым тарифам населению, в неценовых зонах регионов Дальнего Востока, Архангельской, Калининградской областей и Республики Коми, а также в республиках Северного Кавказа. Доля либерализации рынка мощности соответствует доле либерализации рынка электроэнергии.

Регулируемые тарифы поставки электроэнергии на оптовый рынок в 2010 году приняты в соответствии с Приказом Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) от 24.11.2009 № 326-э/3 «О тарифах на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке по договорам в рамках предельных (минимального и максимального) объемов продажи электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам (тарифам)».

Прогноз регулируемых тарифов поставки электроэнергии и мощности на оптовый рынок выполнен в соответствии с формулами индексации тарифов, утвержденных приказом ФСТ России от 30.10.2009 № 268-э/1, с учётом прогноза цен на топливо (раздел 1.2):

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2020 г.*	2025 г.*	2030 г.*
индекс роста цен на уголь	1,102	1,080	1,069	1,064	1,059	1,055	1,045	1,028	1,028
индекс роста цен на газ	1,265	1,150	1,150	1,150	1,134	1,119	1,048	1,043	1,042
индекс роста цен на мазут	1,010	1,075	1,065	1,060	1,055	1,049	1,034	1,031	1,031

*) среднегодовые значения

При этом в прогнозе регулируемых тарифов на мощность учтены инвестиционные программы ОАО «РусГидро», ОАО «Концерн Росэнергоатом», ОАО «ИнтерРАО ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС» в размере, согласованном Минэнерго России.

Прогноз нерегулируемых цен поставки электроэнергии на ОРЭ выполнен в среднем за год исходя из переменных составляющих по замыкающим электростанциям каждой энергозоны. Переменные составляющие учитывают расходы на топливо и экологические платежи. В качестве расчетной модели для прогноза нерегулируемых цен на электроэнергию используется программный комплекс БЭСТ-перспектива, функционирующей в ЗАО «АПБЭ», в соответствии с почасовым графиком загрузки электростанций (как действующих, так и вновь вводимых в рассматриваемый период).

Прогноз цен на вновь вводимую и существующую мощность принят в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 13.04.2010 № 238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на рынке электрической энергии (мощности) переходного периода».

Прогноз тарифов и цен поставщиков ОРЭ представлен в таблице 1.3.1.1.

Таблица 1.3.1.1 – Прогноз тарифов и цен поставщиков ОРЭ, руб./тыс. кВт.ч, руб./МВт в месяц.

		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2030 г.
ОЭС Центра	Рег. тариф на мощность	186 706	188 533	199 854	210 856	221 412	231 391	240 666	250 313	259 099	268 194	276 272	284 596	293 172	302 010	311 118	303 935	352 852
	Нерег. цена на мощность	241 252	222 851	263 389	261 066	302 419	327 069	343 703	358 805	397 512	432 191	456 448	481 366	528 916	577 052	608 948	655 156	866 485
	Тариф на э/э	550	624	708	795	881	931	983	1 034	1 086	1 137	1 180	1 236	1 229	1 278	1 332	1 449	1 568
	Цена на э/э	807	919	1 074	1 207	1 370	1 535	1 621	1 715	1 806	1 902	1 996	2 075	2 149	2 226	2 304	2 404	2 890
ОЭС Северо-Запада	Рег. тариф на мощность	152 347	121 439	131 348	138 572	145 560	152 110	158 130	222 945	230 939	284 555	293 092	302 721	310 883	322 513	334 016	348 381	353 956
	Нерег. цена на мощность	251 496	259 767	324 272	297 078	352 307	406 104	428 090	478 613	562 142	624 619	729 518	723 647	750 315	754 692	766 468	766 771	804 598
	Тариф на э/э	443	575	679	768	857	906	960	773	814	731	759	775	788	824	901	998	1 277
	Цена на э/э	636	773	908	1 020	1 170	1 305	1 373	1 463	1 536	1 631	1 718	1 781	1 849	1 919	1 970	2 056	2 501
ОЭС Волги	Рег. тариф на мощность	178 742	209 539	222 112	234 775	246 514	257 116	267 401	278 097	287 831	297 905	306 842	316 047	325 528	335 294	345 413	355 871	391 447
	Нерег. цена на мощность	207 624	168 298	207 950	182 095	191 200	222 070	231 111	242 060	276 023	357 661	424 807	489 614	506 480	512 306	543 558	537 634	681 636
	Тариф на э/э	504	575	649	723	800	847	894	940	989	1 035	1 074	1 084	1 058	1 084	1 117	1 163	1 440
	Цена на э/э	770	887	1 028	1 152	1 301	1 444	1 527	1 618	1 709	1 785	1 852	1 911	1 983	2 055	2 127	2 215	2 676
ОЭС Юга	Рег. тариф на мощность	157 566	216 833	229 843	242 484	254 608	266 066	276 708	287 777	297 849	308 274	317 589	327 117	336 930	347 038	357 449	368 173	426 813
	Нерег. цена на мощность	201 085	256 739	315 144	314 426	407 044	452 222	467 411	500 199	538 585	586 509	631 021	641 125	637 687	653 119	573 695	599 050	671 271
	Тариф на э/э	643	606	694	775	856	903	951	994	1 043	1 091	1 132	1 176	1 173	1 208	1 178	1 258	1 399
	Цена на э/э	821	921	1 075	1 209	1 373	1 535	1 622	1 716	1 805	1 901	1 995	2 075	2 150	2 227	2 306	2 406	2 893
ОЭС Урала	Рег. тариф на мощность	106 722	111 499	118 442	124 957	131 204	137 070	142 294	147 986	153 165	158 526	163 282	168 158	173 226	178 423	183 415	188 389	209 381
	Нерег. цена на мощность	153 244	176 331	241 918	280 712	326 436	408 240	474 394	504 452	532 506	565 894	613 373	635 394	672 256	746 947	792 278	798 103	1 067 119
	Тариф на э/э	615	698	793	891	989	1 043	1 102	1 159	1 220	1 278	1 326	1 365	1 401	1 453	1 505	1 555	1 825
	Цена на э/э	822	925	1 069	1 202	1 362	1 521	1 607	1 701	1 791	1 886	1 978	2 056	2 132	2 209	2 289	2 388	2 869
ОЭС Сибири	Рег. тариф на мощность	114 333	112 896	110 153	116 439	130 260	142 062	147 745	151 828	152 382	152 655	152 471	157 108	161 757	166 645	171 644	176 793	204 952
	Нерег. цена на мощность	151 885	148 730	204 334	248 147	303 409	331 290	360 100	375 035	465 560	647 974	808 077	964 036	1 000 773	1 013 324	1 027 156	1 049 453	1 015 636
	Тариф на э/э	244	258	255	264	279	294	310	321	335	346	354	421	405	461	471	493	658
	Цена на э/э	520	574	622	659	695	730	762	796	826	867	906	931	957	983	1 011	1 039	1 192
ОЭС Востока	Рег. тариф на мощность	155 507	167 978	177 762	187 539	183 743	187 180	194 667	179 796	149 870	160 549	166 200	175 478	179 181	186 149	188 056	190 837	217 051
	Тариф на э/э	585	631	672	720	795	872	918	954	973	1 011	1 051	1 084	1 109	1 144	1 170	1 191	1 359
Всего	Рег. тариф на мощность	148 878	154 513	162 558	171 102	179 454	187 453	194 889	205 372	199 109	215 025	220 617	228 206	234 558	242 240	249 749	253 351	277 522
	Нерег. цена на мощность	197 215	196 111	248 645	260 199	307 771	351 141	382 097	406 173	459 223	538 095	616 757	677 734	712 404	742 810	762 892	783 432	909 345
	Тариф на э/э	505	575	643	706	791	842	888	901	942	959	994	1 034	1 033	1 074	1 112	1 168	1 371
	Цена на э/э	721	806	930	1 037	1 164	1 294	1 369	1 449	1 525	1 596	1 660	1 714	1 768	1 836	1 905	1 991	2 405

Прогноз цен для конечных потребителей учитывает расходы на покупку электроэнергии с оптового рынка, от региональных электростанций-поставщиков, расходы на передачу электроэнергии по сетям РСК и других сетевых компаний, а также сбытовые расходы. При этом сделано допущение, что все сбытовые компании реализуют электроэнергию потребителям по ценам не выше цен гарантирующих поставщиков.

Рост тарифов региональных поставщиков принят на уровне роста регулируемых тарифов поставщиков ОРЭ.

Параметры сетевых компаний рассчитаны в соответствии с методическими указаниями по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденными приказом ФСТ России от 26.06 2008 №231-э. Доля сетевых компаний в общей выручке прогнозируется на уровне 30-36% в период 2010 -2030 годы.

Прогноз выручки ОАО «ФСК ЕЭС» на 2011-2012 годы принят в соответствии с утвержденными тарифами для ОАО «ФСК ЕЭС» по методу RAB-регулирования с нормой доходности на инвестированный капитал 11%, в соответствии с приказом ФСТ России от 04.12.2009 № 347-э/4.

Прогноз выручки распределительных сетевых компаний принят с учетом перехода на RAB-регулирование всех территориальных сетевых компаний ОАО «Холдинг МРСК» к 2011 году и с учетом перехода на RAB-регулирование остальных, не входящих в Холдинг сетевых компаний, в 2012- 2013 годах с нормой доходности в соответствии с приказом ФСТ России от 15.08.2008 №152-э/15. При этом в 2009 году по системе RAB-регулирования тарифов работали 8 распределительных сетевых компаний (РСК). С 1 января 2010 года на RAB-регулирование перешли ещё девять филиалов ОАО «Холдинг МРСК»: филиалы ОАО «МРСК Центра» Ярэнерго и Курскэнерго, филиалы ОАО «МРСК Центра и Приволжья» Владимирэнерго, Калугаэнерго и Удмуртэнерго, филиал ОАО «МРСК Северо-Запада» Новгородэнерго, филиалы ОАО «МРСК Сибири» Омскэнерго и Горно-Алтайские электрические сети, а также ОАО «Томская распределительная компания».

Норма возврата на капитал рассчитана исходя из полной окупаемости в течение 35 лет.

Рост расходов муниципальных сетевых образований принят с темпом роста НВВ распределительных сетевых компаний соответствующего региона.

Прогноз роста среднеотпускной цены для конечных потребителей выполнен на основании прогноза оптовых тарифов и цен, тарифов региональных поставщиков, расходов на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям и сетям ЕНЭС, сбытовых расходов. Субсидии из федерального бюджета на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования постепенно сокращаются и после 2013 года прекращаются в соответствии с подписанными соглашениями между Минэнерго России, ФСТ России и администрациями регионов.

Субвенции на сдерживание тарифов в Камчатской области приняты на 2009 год на уровне 2,7 млрд руб. с постепенным прекращением к 2015 году, когда планируется завершение вывода из эксплуатации дорогих дизельных электростанций и соответствующее снижение затрат на производство электроэнергии. Прогноз среднеотпускных цен на электроэнергию для конечных потребителей представлен в таблице 1.3.1.2.

В 2010 году прогнозируется темп роста среднеотпускной цены на электроэнергию для конечных потребителей к 2009 году на уровне 18% (среднеотпускная цена составит 202 коп./кВт.ч). После 2020 года среднегодовой прирост цены на электроэнергию для конечных потребителей составит 3-5 процентов. В 2030 году среднеотпускная цена оценивается в размере 798 коп./кВт.ч.

Таблица 1.3.1.2 – Прогноз среднеотпускных цен на электроэнергию для конечных потребителей

	год	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030 ¹
Цена на э/э																			
абсолютное значение	цент/кВт.ч	5,4	6,6	7,6	8,6	9,5	10,5	11,7	12,4	13,0	13,9	14,8	15,8	16,5	17,2	17,9	18,4	19,0	23,1
темп роста	%		123	115	113	111	111	111	106	105	107	107	106	104	104	104	103	103	122
абсолютное значение в ценах 2009 г.	цент/кВт.ч	5,4	6,0	6,5	6,9	7,2	7,6	8,1	8,2	8,3	8,6	8,9	9,2	9,3	9,4	9,5	9,5	9,5	10,0
темп роста	%		112	107	106	105	105	106	102	101	104	103	103	101	101	101	100	100	105
абсолютное значение	коп/кВт.ч	171	202	233	264	295	332	370	396	419	452	485	519	545	572	599	621	641	798
темп роста	%		118	115	113	112	112	112	107	106	108	107	107	105	105	105	104	103	125
абсолютное значение, в ценах 2009 г.	коп/кВт.ч	171	184	198	211	224	240	256	264	268	280	290	301	307	313	318	320	321	345
темп роста	%		107	108	107	106	107	107	103	102	104	104	104	102	102	102	101	100	107

¹ Темпы роста приведены к 2025 году

1.3.2 Прогноз тарифов на тепловую энергию

Прогноз тарифов на тепловую энергию, отпускаемую потребителям, выполнен с учетом роста топливной составляющей по индексам роста цен на топливо и роста постоянных расходов на уровне инфляции. Также учтены ограничения по росту тарифов на тепловую энергию для конечных потребителей, определенных в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2011 год и на плановый период 2012 и 2013 годов. С 2015 года тарифы на тепловую энергию, отпускаемую потребителям, определены с учетом поэтапной ликвидации перекрестного субсидирования между тепловой и электрической энергией.

В таблице 1.3.2.1 представлен прогноз тарифов на тепловую энергию на период до 2030 года. Фактический тариф на тепловую энергию на 2010 год составит 675 руб./Гкал, а к 2030 году прогнозируется на уровне 1150 руб./Гкал (в ценах 2009 года). В прогнозных ценах 2030 года тариф на тепловую энергию в 2030 году составит 2615 руб./Гкал. Темп ежегодного роста фактического тарифа на тепловую энергию в период 2010-2015 годов прогнозируется в пределах 10-14 %, за 2017-2024 годов – 5-9%, за 2025 - 2030 годов ежегодный рост тарифов на тепловую энергию составит 2,5 процента.

Таблица 1.3.2.1 – Прогноз тарифов на тепловую энергию, руб./Гкал

Показатель	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2030 год
Средний тариф	675	771	866	963	1 079	1 219	1 345	1 422	1 524	1 642	1 755	1 865	2 030	2 150	2 248	2 320	2 615
<i>Рост, %</i>	<i>113</i>	<i>114</i>	<i>112</i>	<i>111</i>	<i>112</i>	<i>113</i>	<i>110</i>	<i>106</i>	<i>107</i>	<i>108</i>	<i>107</i>	<i>106</i>	<i>109</i>	<i>106</i>	<i>105</i>	<i>103</i>	<i>113¹</i>

¹ Прирост к 2025 году

1.4 Прогноз потребности страны и регионов в электроэнергии

Уровни электропотребления для данных Сценарных условий приняты соответствующими Генеральной схеме за исключением 2010 года, по которому приведено ожидаемое электропотребление.

В Генеральной схеме прогноз спроса на электроэнергию до 2030 года разработан с учетом Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года, Энергетической стратегии России на период до 2030 года, а также основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года, разработанных Минэкономразвития России. Прогноз электропотребления сформирован в двух вариантах – базовом и максимальном.

Прогноз уровней электропотребления формировался с учётом заданных Правительством Российской Федерации целевых установок по обеспечению энергосбережения и повышения энергоэффективности экономики, исходя из прогнозной динамики показателя электроемкости ВВП, который для каждого из двух вариантов характеризуется абсолютным снижением в течение всего прогнозного периода.

Базовый вариант прогноза электропотребления по динамике ВВП соответствует варианту инновационного сценария с ускоренным ростом энергоэффективности экономики и с экологической направленностью. Максимальный – благоприятному варианту развития экономики. Данные варианты развития экономики рассмотрены в утвержденной Правительством Российской Федерации Энергетической стратегии России.

В 2009 году объем электропотребления в России в целом составил 977,1 млрд кВт.ч против 1022,75 млрд кВт.ч в 2008 году. Снижение на 4,5 % связано с негативным влиянием экономического кризиса, спадом промышленного производства и, в первую очередь, электроемкого металлургического производства.

В 2010 году произойдет существенный рост электропотребления, связанный не только с выходом экономики страны из кризиса, но и с дополнительным электропотреблением в зимний период из-за холодной погоды и в летний период из-за аномально сильной жары на Европейской части страны (увеличение расхода электроэнергии на кондиционирование воздуха и др.). В 2010 году ожидаемый

уровень электропотребления составляет 1017,9-1026,1 млрд кВт.ч, прирост по сравнению с 2009 годом - 4,2-5,0 %.

На 2030 год общий объем спроса на электроэнергию может достичь в максимальном варианте 1860 млрд кВт.ч с ростом относительно уровня 2008¹ года (1022,75 млрд кВт.ч) в 1,8 раза (среднегодовой темп прироста – 3,1 %); в базовом варианте 1553 млрд кВт.ч с ростом в 1,5 раза и среднегодовым темпом прироста 2,2 %. **В данных Сценарных условиях при разработке компаниями собственных прогнозов развития и формирования инвестиционных программ рекомендуется ориентироваться на базовый вариант электропотребления.**

В соответствии с Генеральной схемой уровни электропотребления представлены по опорным годам 2015, 2020, 2025 и 2030 годы по ОЭС и стране в целом. По 2010 году приведены данные по ожидаемому электропотреблению, тогда как в Генеральной схеме 2010 год – прогнозный. Варианты спроса на электроэнергию по энергозонам (ОЭС) и по стране в целом представлены в таблицах 1.4.1 и 1.4.2.

Современная структура электропотребления, отражающая специфические особенности развития экономики России, характеризуется преобладанием промышленного производства. Более половины спроса на электроэнергию (55%) формируется за счет трех видов экономической деятельности - добычи полезных ископаемых, обрабатывающих производств и производства электроэнергии, газа и воды, составляющих промышленное производство. В сфере услуг и в домашних хозяйствах потребляется более 23 % электроэнергии.

Прогнозируемые структурные изменения электропотребления в максимальном и базовом вариантах, обусловленные разной динамикой роста отдельных секторов экономики, отражают ожидаемые изменения в структуре ВВП.

Прогнозируемая структура электропотребления по видам экономической деятельности характеризуется сохранением в обоих вариантах доли промышленного электропотребления в пределах 55%. При этом доля обрабатывающих производств (прежде всего в максимальном варианте) возрастает за счёт интенсивного развития производства материалов высоких уровней передела и углубленной переработки природных ресурсов. Рост электропотребления в сфере услуг определяется как расширением предоставляемых услуг в крупных городах, так и созданием условий

¹ последний докризисный год

для комфортного проживания в малых городах и сельских населённых пунктах. Прогнозируемый на 2030 год среднедушевой показатель электропотребления в сфере услуг выше этого показателя в 2008 году в максимальном варианте в 1,8 раза, в базовом – в 1,5 раза. При этом в структуре электропотребления в обоих вариантах доля сферы услуг увеличивается незначительно. Доля домашних хозяйств в обоих вариантах сохраняется на уровне 2008 года, что определяется (при стабилизации численности населения в базовом варианте и незначительном росте в максимальном) насыщением электробытовыми приборами и активным проведением энергосберегающей политики.

Прогноз спроса на электроэнергию по территориям объединенных энергосистем на ближайшие годы сформирован, исходя из намечаемых вводов крупных потребителей и возможностей расширения и модернизации производства на действующих объектах. Оценка потребности в электроэнергии проведена на базе заявок и подписанных договоров на технологическое присоединение потребителей, а также информации органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и крупных отраслевых и межотраслевых компаний об инвестиционных проектах и возможностях их реализации.

За пределами 2020 года достоверные данные об экономическом развитии регионов Российской Федерации и реализации в них крупных проектов в основном отсутствуют. В связи с этим для оценки уровней электропотребления на 2025 и на 2030 годы использовались тренды и потенциальные возможности развития, складывающиеся в конкретных регионах.

В базовом варианте прогноза электропотребления в период до 2020 года наиболее интенсивно будет расти спрос на электроэнергию на территории ОЭС Юга, ОЭС Востока и ОЭС Центра (где определяющим является развитие энергосистемы города Москвы и Московской области). Предполагается, что и после 2020 года эти три объединенные энергосистемы сохранят свои лидирующие позиции в темпах прироста электропотребления.

В этом варианте прирост электропотребления будет обеспечен в основном за счет развития регионов с традиционно высокими объемами спроса на электроэнергию, что соответствует их значимой роли в существующей

и перспективной экономике страны. К таким регионам относятся Москва и Московская область, Вологодская, Белгородская, Воронежская и Тверская области, Ленинградская область и Санкт-Петербург, Мурманская и Калининградская области, Краснодарский и Ставропольский края, Ростовская и Волгоградская области, Республика Татарстан и Нижегородская области. Высокие темпы прироста электропотребления будут демонстрировать Калужская, Тюменская и Свердловская, Иркутская и Омская области, Красноярский, Алтайский и Забайкальские края, Кемеровская область.

В максимальном варианте прогнозируется опережающий рост электропотребления на территории энергозоны Востока (ОЭС Востока и изолированные энергосистемы Дальнего Востока), ОЭС Юга, ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада. Предполагается, что за пределами 2020 года они в основном сохраняют свои лидирующие позиции в темпах прироста электропотребления.

Данный вариант электропотребления учитывает возможность возникновения новых промышленных зон разработки первичных ресурсов: добычи углеводородов на Европейском Севере, в Восточной Сибири и на Сахалине, развития энергетики и металлургии в Нижнем Приангарье, Южной Якутии, Забайкальском крае. Ожидается, что существенный прирост электропотребления будет наблюдаться и в зоне реализации новых инфраструктурных проектов, в том числе строительства Северо-Сибирской железнодорожной магистрали и расширения восточной части Байкало-Амурской магистрали за счет новых ответвлений к месторождениям и городам.

В целом по стране наиболее активное увеличение спроса на электроэнергию будет наблюдаться в регионах с развитой промышленностью, сочетающей ресурсодобывающие и высокотехнологичные отрасли, а также в местах добычи и переработки полезных ископаемых. Электропотребление будет возрастать и в крупных городах, уже ставших устойчивыми точками роста, в том числе в городах Сибири с более высоким уровнем и потенциалом развития инновационной экономики, а также в портовых городах Дальнего Востока.

Наибольшие абсолютные значения и часто сравнительно высокие среднегодовые темпы прироста электропотребления прогнозируются в энергосистемах Москвы и Московской области, Белгородской, Вологодской, Калужской, Курской, Воронежской, Тульской и Тверской областей, Ленинградской

области и Санкт-Петербурга, Мурманской, Новгородской и Калининградской областей, Краснодарского края, Ростовской и Волгоградской областей, Татарстана, Нижегородской и Самарской областей. Помимо этого ожидается, что традиционно большими приростами электропотребления будут выделяться Тюменская и Свердловская области, Иркутская и Омская области, Красноярский, Алтайский и Забайкальские края, Кемеровская область. Ориентация на ускоренное развитие Дальневосточного региона, декларируемая Правительством Российской Федерации и администрациями субъектов федерации, должна привести к адекватному росту потребности в электроэнергии на территории энергосистем Приморского и Хабаровского краёв, Якутии, Амурской и Магаданской областей, включая Чукотку.

В целом, несмотря на отмеченные различия в темпах электропотребления, территориальная структура электропотребления для двух вариантов остается достаточно стабильной.

Таблица 1.4.1 - Прогноз электропотребления по объединенным энергосистемам России на период до 2030 года (базовый вариант), млрд кВт.ч

	Отчёт	Ожид.	Базовый вариант				Ср. годовой прирост за 2010 - 2030 гг., %
	2009 год	2010 год	2015 год*	2020 год*	2025 год*	2030 год*	
ОЭС Северо-Запада	88.292	91.514	99.111	116.810	128.286	140.200	
годовой темп прироста. %	-3.30	3.65	1.61	3.34	1.89	1.79	2.34
ОЭС Центра	211.709	221.444	242.601	283.238	317.082	352.207	
годовой темп прироста. %	-3.99	4.60	1.84	3.15	2.28	2.12	2.58
ОЭС Средней Волги	99.344	104.982	116.178	130.742	142.626	155.398	
годовой темп прироста. %	-8.04	5.68	2.05	2.39	1.76	1.73	2.26
ОЭС Юга	78.099	82.930	91.916	108.993	123.253	138.801	
годовой темп прироста. %	-3.56	6.19	2.08	3.47	2.49	2.40	2.92
ОЭС Урала	236.210	244.076	266.766	304.362	332.706	358.815	
годовой темп прироста. %	-5.89	3.33	1.79	2.67	1.80	1.52	2.11
ОЭС Сибири	200.924	207.923	238.124	259.860	281.583	304.897	
годовой темп прироста. %	-3.98	3.48	2.75	1.76	1.62	1.60	2.11
Энергозона Востока	39.799	41.618	47.761	55.640	62.667	69.917	
годовой темп прироста. %	-1.75	4.57	2.79	3.10	2.41	2.21	2.86
ОЭС Востока	28.246	30.237	33.550	38.702	43.358	48.390	
годовой темп прироста. %	-2.17	7.05	2.10	2.90	2.30	2.22	2.73
Изолированные р-ны Востока	11.553	11.381	14.211	16.938	19.309	21.527	
годовой темп прироста. %	-2.75	-1.49	4.54	3.57	2.65	2.20	3.16
ЕЭС России	942.824	983.106	1088.246	1242.707	1368.894	1498.708	
годовой темп прироста. %	-4.76	4.27	2.05	2.69	1.95	1.83	2.34
Итого централизованное электропотребление	954.377	994.487	1102.457	1259.645	1388.203	1520.235	

	Отчёт	Ожид.	Базовый вариант				Ср. годовой прирост за 2010 - 2030 гг., %
	2009 год	2010 год	2015 год*	2020 год*	2025 год*	2030 год*	
годовой темп прироста. %	-6.32	4.20	2.08	2.70	1.96	1.83	2.36
Децентрализованные э/у, вкл. Норильский эн. район	22.749	23.433	24.572	28.090	30.358	32.621	
годовой темп прироста. %	3.90	3.01	0.95	2.71	1.57	1.45	1.82
РОССИЯ	977.126	1017.920	1127.029	1287.735	1418.561	1552.856	
годовой темп прироста. %	-4.46	4.17	2.06	2.70	1.95	1.83	2.34

* среднегодовой темп прироста за пять лет

Таблица 1.4.2 - Прогноз электропотребления по объединенным энергосистемам России на период до 2030 г. (максимальный вариант), млрд кВт.ч

	Отчёт	Ожид.	Максимальный вариант				Ср. годовой прирост за 2010 - 2030 гг., %
	2009 год	2010 год	2015 год*	2020 год*	2025 год*	2030 год*	
ОЭС Северо-Запада	88.292	92.404	100.085	126.595	148.147	170.405	
годовой темп прироста. %	-3.30	4.66	1.61	4.81	3.19	2.84	3.34
ОЭС Центра	211.709	221.752	246.730	307.187	362.465	412.637	
годовой темп прироста. %	-3.99	4.74	2.16	4.48	3.36	2.63	3.39
ОЭС Средней Волги	99.344	105.682	117.611	139.038	160.693	183.768	
годовой темп прироста. %	-8.04	6.38	2.16	3.40	2.94	2.72	3.12
ОЭС Юга	78.099	83.557	96.094	113.366	132.222	154.380	
годовой темп прироста. %	-3.56	6.99	2.84	3.36	3.13	3.15	3.47
ОЭС Урала	236.210	247.591	268.518	324.453	379.386	436.356	
годовой темп прироста. %	-5.89	4.82	1.64	3.86	3.18	2.84	3.12
ОЭС Сибири	200.924	209.769	246.934	282.956	325.298	373.668	
годовой темп прироста. %	-3.98	4.40	3.32	2.76	2.83	2.81	3.15
Энергозона Востока	39.799	41.462	48.946	62.510	73.676	85.421	
годовой темп прироста. %	-1.75	4.18	3.37	5.01	3.34	3.00	3.89
ОЭС Востока	28.246	29.642	33.980	44.111	51.435	59.754	
годовой темп прироста. %	-2.17	4.94	2.77	5.36	3.12	3.04	3.82
Изолированные р-ны Востока	11.553	11.820	14.966	18.399	22.241	25.667	
годовой темп прироста. %	-2.75	2.31	4.83	4.22	3.87	2.91	4.07
ЕЭС России	942.824	990.397	1109.952	1337.706	1559.646	1790.968	
годовой темп прироста. %	-4.76	5.05	2.31	3.80	3.12	2.80	3.26
Итого централизованное электропотребление	954.377	1002.217	1124.918	1356.105	1581.887	1816.635	
годовой темп прироста. %	-6.32	5.01	2.34	3.81	3.13	2.81	3.27
Децентрализованные э/у, вкл. Норильский эн. район	22.749	23.862	25.662	31.793	37.425	43.365	
годовой темп прироста. %	3.90	4.89	1.47	4.38	3.32	2.99	3.28
РОССИЯ	977.126	1026.079	1150.580	1387.898	1619.312	1860.000	
годовой темп прироста. %	-4.46	5.01	2.32	3.82	3.13	2.81	3.27

* среднегодовой темп прироста за пять лет

В Приложении А приведен прогноз спроса на электроэнергию по территориальным энергосистемам применительно к базовому и максимальному вариантам электропотребления.

1.5 Прогноз производства тепловой энергии в сфере централизованного теплоснабжения

Теплоснабжение в России имеет большое социальное значение, что определено суровыми климатическими условиями страны (продолжительность отопительного сезона колеблется от 22—25 недель на юге страны до 40—43 недель на севере).

Объем производства тепловой энергии в стране в настоящее время оценивается в размере около 2,0 млрд Гкал. При этом около 70% (примерно 1,4 млрд Гкал в год) тепловой энергии производится централизованными тепловыми источниками (мощностью более 20 Гкал/ч) – ТЭЦ, центральными котельными, АЭС и т.д., остальные 28% (0,6 млрд Гкал) – децентрализованными источниками: котельными и автономными источниками. В общем объеме производства тепла централизованными тепловыми источниками на долю ТЭС приходится примерно 44% (около 0,6 млрд Гкал).

На фоне роста примерно на 18% электропотребления в России в период экономического роста 2000—2008 годов, объем производства тепловой энергии централизованными источниками в этот период имел устойчивую тенденцию к снижению, сократившись на 6% с 1449 млн Гкал в 2000 году до 1362 млн Гкал в 2008 году. При этом объем производства тепловой энергии на ТЭС в эти годы также сократился на 6% с 643 млн Гкал в 2000 году до 604 млн Гкал в 2008 году. Среднегодовой темп сокращения объемов производства тепловой энергии на ТЭС в этот период составил около 0,8%.

Отсутствие в сфере теплоснабжения единой технической, структурно-инвестиционной, организационной и технической политики создает значительную неопределенность как отчетных данных, так и количественных и качественных оценок перспективы развития теплоснабжения в стране.

При разработке Генеральной схемы прогноз производства тепловой энергии выполнен, исходя из следующих предпосылок, базирующихся на основных положениях Энергетической стратегии России до 2030 года:

- предпочтительное развитие теплоснабжения России и ее регионов на базе теплофикации с использованием современных экономически и экологически эффективных когенерационных установок широкого диапазона мощности с распространением сферы теплофикации на область средних и малых тепловых нагрузок;
- оптимальное сочетание централизованного и децентрализованного теплоснабжения с выделением соответствующих зон;
- максимальное использование возможностей геотермальной энергетики для обеспечения теплоснабжения изолированных регионов, богатых геотермальными источниками (Камчатка, Сахалин, Курильские острова);
- развитие систем распределенной генерации с разными типами источников, расположенными в районах теплоснабжения;
- модернизация систем децентрализованного теплоснабжения с применением высокоэффективных газовых и угольных котлов, когенерационных, геотермальных, теплонасосных и других установок;
- совершенствование режимов эксплуатации ТЭЦ с целью максимального сокращения выработки электрической энергии по конденсационному циклу за счет повышения конденсационной загрузки по условиям экономичности ТЭС, расположенных за пределами городов;
- изменение структуры систем теплоснабжения, включая рациональное сочетание системного и элементного резервирования, оснащение автоматикой и измерительными приборами в рамках автоматизированных систем диспетчерского управления нормальными и аварийными режимами их эксплуатации, переход на независимую схему подключения нагрузки отопления (вентиляции и кондиционирования) и закрытую систему горячего водоснабжения;
- совместная работа источников тепловой энергии на общие тепловые сети с оптимизацией режимов их функционирования;
- реконструкция действующих ТЭЦ, котельных, тепловых сетей и тепловых энергоустановок, проведение теплогидравлической наладки режимов, повышение качества строительного-монтажных и ремонтных работ, своевременное выполнение регламентных мероприятий, оснащение

потребителей стационарными и передвижными установками теплоснабжения в качестве резервных и/или аварийных источников теплоснабжения.

В соответствии с прогнозом, представленным в Генеральной схеме, ожидается, что спрос на тепловую энергию в сфере централизованного теплоснабжения в 2030 году составит 1609 млн Гкал. В рассматриваемой перспективе из-за ускоренного развития обрабатывающих производств почти половина прироста теплоснабжения (118 млн Гкал или 48%) приходится на данный сектор экономики. Ожидаемое восстановление после 2010 г. и последующее наращивание в стране объемов жилищного строительства станет причиной роста спроса на централизованное тепло со стороны домашних хозяйств (63 млн Гкал или 25,2% от общего прироста теплоснабжения к 2030 году). Еще около четверти прироста тепловых потребностей (61 млн Гкал или 24,5% к 2030 году) придется на быстро растущий сектор услуг (прочие виды экономической деятельности). Прогноз отпуска тепловой энергии, производимой централизованными источниками, по базовым видам экономической деятельности представлен в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1 – Отпуск тепловой энергии, производимой централизованными источниками, по базовым видам экономической деятельности, млн Гкал

Секторы экономики	2000 г.	2008 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2030 г.
Всего, в т.ч.:	1449	1362	1329	1350	1449	1609
Добыча	49	41	38	35	34	36
Обработка	479	436	415	418	474	554
Строительство	12	9	7	8	8	8
Сельское хозяйство	42	27	26	28	29	31
Транспорт и связь	35	31	28	27	30	33
Прочие ВЭД	233	210	206	215	233	270
Домашние хозяйства	489	495	500	511	527	557
Потери в магистральных сетях	110	114	110	109	114	120

В соответствии с прогнозом, представленным в Генеральной схеме, ожидается, что в период до 2030 года будут наблюдаться незначительные темпы роста централизованного теплоснабжения - среднегодовые темпы прироста составят 0,8%.

При этом в ближайшие годы ожидается дальнейшее сокращение объемов отпуска тепловой энергии централизованными источниками, а затем изменение тенденции с последующим незначительным ростом до 1350 млн Гкал в 2015 году. В этот период среднегодовой темп роста оценивается в размере 0,3%. В последующий

период прогнозируется увеличение среднегодовых темпов до 1,4%; объем отпуска тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в 2020 году оценивается в размере около 1449 млн Гкал. В период 2021-2030 годы среднегодовой темп роста объемов производства оценивается в размере 1,1%.

Прогнозные показатели развития централизованного теплоснабжения в период 2015-2020-2030 годы, предусмотренные Генеральной схемой, приведены в таблице 1.5.2.

Таблица 1.5.2 – Прогноз производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения

	2008 год	2010 год	2015 год	2020 год	2030 год
Всего, млн Гкал	1362	1329	1350	1449	1609
то же, % к 2008 году	100,0	97,6	99,1	106,4	118,1
в том числе:					
- ТЭЦ	604				
доля в отпуске, %	43,6				
- центральные котельные	659	1237	1251	1345	1485
доля в отпуске, %	49,0	93,1	92,7	92,8	92,3
- АЭС	4				
доля в отпуске, %	0,3				
- теплоутилизационные установки	77	75	81	85	91
доля в отпуске, %	6,7	5,6	6,0	5,9	5,7
- электрокотельные	5	5	4	4	3
доля в отпуске, %	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2
- прочие	13	12	13	15	29
доля в отпуске, %		0,9	1,0	1,0	1,8

Основной прирост производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения будут обеспечивать ТЭЦ и централизованные котельные, суммарная доля которых в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в течение прогнозируемого периода сохранится на уровне 92-93%. При этом предполагается, что в период до 2030 года будет наблюдаться постепенное вытеснение котельных теплоэлектроцентралями, в том числе за счет развития распределенных когенерационных источников малой мощности.

Основные приросты теплопотребления в период до 2030 года ожидаются в ОЭС Центра, где планируются большие объемы жилищного строительства, интенсивное развитие обрабатывающих производств и сферы услуг. Большие

приросты потребления централизованного тепла могут быть также в ОЭС Средней Волги, где продолжится развитие теплоемких производств (химия, нефтехимия и др.). В остальных ОЭС ожидаются относительно небольшие приросты спроса на централизованное тепло (таблица 1.5.3).

Таблица 1.5.3 - Прогноз отпуска тепловой энергии источниками централизованного теплоснабжения по ОЭС, млн Гкал

	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2017 год	2019 год	2020 год	2025 год	2030 год
Россия – всего, в том числе:	1329	1332	1335	1339	1345	1350	1368	1388	1410	1432	1449	1534	1609
ОЭС Северо-Запада	138	139	139	141	142	144	147	148	150	152	154	163	171
ОЭС Центра	315	316	318	320	323	326	333	337	342	351	352	376	398
ОЭС Средней Волги	182	182	182	182	182	182	185	188	191	195	197	211	222
ОЭС Юга	84	85	86	86	86	87	89	90	92	94	95	102	108
ОЭС Урала	298	298	297	297	298	299	304	307	312	317	321	341	357
ОЭС Сибири	215	215	215	215	215	215	219	220	223	227	228	239	249
ОЭС Востока	37	37	38	38	38	39	40	40	41	41	42	44	45
Изолированные энергосистемы *	60	60	60	60	60	59	53	58	60	55	60	60	60

* Включая Норильско-Таймырскую энергосистему

Общая тенденция незначительного роста потребности в отпуске тепловой энергии от централизованных источников не исключает возможного существенного роста или снижения в отдельных локальных точках. Вместе с тем к учету в балансовых расчетах, выполненных в рамках Генеральной схемы, энергетическими компаниями предложены значительные объемы развития теплофикационных генерирующих мощностей. В случае неподтверждения прогнозируемого компаниями роста спроса на тепловую энергию указанные диспропорции приведут к снижению эффективности функционирования электроэнергетики, а для компаний создадут риски минимизации участия теплофикационных генерирующих мощностей в балансах мощности и энергии.

1.6 Прогноз экспорта электрической энергии и мощности

Прогноз экспорта мощности и электроэнергии в перспективе до 2030 года, выполненный в рамках Генеральной схемы, учитывает имеющиеся договоры, предварительные соглашения и разрабатываемые перспективные проекты.

Прогноз экспорта предусматривает годовые объемы передаваемой электроэнергии и потребность в электрической мощности для экспорта на час совмещенного годового максимума нагрузки ЕЭС (декабрь каждого прогнозного года).

Прогноз экспорта мощности и электроэнергии сформирован исходя из следующих основных предпосылок:

- сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электроэнергии в Финляндию, Азербайджан, Монголию, Казахстан и Белоруссию;
- учитывается экспорт мощности и электроэнергии в Грузию;
- учитывается возобновление поставок мощности и электроэнергии в Турцию, начало поставок в Иран;
- учитываются поставки электроэнергии в Латвию, энергосистема которой в рассматриваемой перспективе дефицитна;
- учитывается экспорт мощности и электроэнергии от сооружаемой в Калининградской энергосистеме Балтийской АЭС в Литву и в Польшу;
- учитывается приграничный экспорт в Китай с сохранением объемов поставок до 2030 года;
- импорт мощности и электроэнергии в прогнозируемый период не предусматривается; в течение всего рассматриваемого периода к учету в балансах мощности и электроэнергии приняты только режимные перетоки из Грузии (в паводок), Азербайджана и из Монголии (в период ночного и сезонного провала нагрузок потребителей);
- приграничная торговля с Финляндией и Норвегией с территории ОЭС Северо-Запада сохраняется на существующем уровне и учитывается в собственном электропотреблении Ленинградской и Кольской энергосистем.

Кроме того, в период до 2030 года возможна реализация проекта широкомасштабного экспорта мощности и электроэнергии в Китай с территории ОЭС Востока и ОЭС Сибири при условии своевременного заключения необходимых контрактов и соблюдения достигнутых договоренностей. Для обеспечения этих поставок предусматривается целевое сооружение ряда ТЭС на угле в зоне ОЭС Востока и ОЭС Сибири, использование которых для обеспечения внутреннего спроса на электроэнергию и мощность не предусматривается.

Прогноз экспорта электроэнергии и мощности по странам представлен в таблице 1.6.1.

Таблица 1.6.1 - Прогноз экспорта [+] мощности и электроэнергии по странам

ОЭС, страна	Мощность, тыс. кВт				Электроэнергия, млн кВт.ч			
	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Россия - всего, в т. ч.:	6670	8470	8770	8770	32130	43430	45430	45430
ОЭС Северо-Запада	2600	4400	4700	4700	17100	28400	30400	30400
Финляндия	1450	1450	1450	1450	9600	9600	9600	9600
Балтия	1150	1150	1150	1150	7500	7500	7500	7500
Польша		800	800	800		4800	4800	4800
Литва		1000	1000	1000		6500	6500	6500
Норвегия			300	300			2000	2000
ОЭС Центра	1800	1800	1800	1800	11800	11800	11800	11800
Беларусь	500	500	500	500	3300	3300	3300	3300
Балтия	600	600	600	600	4000	4000	4000	4000
Украина	700	700	700	700	4500	4500	4500	4500
ОЭС Юга	920	920	920	920	1680	1680	1680	1680
Турция	200	200	200	200	600	600	600	600
Казахстан	20	20	20	20	30	30	30	30
Грузия	200	200	200	200	400	400	400	400
Азербайджан	300	300	300	300	50	50	50	50
Иран	200	200	200	200	600	600	600	600
ОЭС Урала	1000	1000	1000	1000	470	470	470	470
Казахстан	1000	1000	1000	1000	470	470	470	470
ОЭС Сибири	200	200	200	200	180	180	180	180
Монголия	200	200	200	200	180	180	180	180
ОЭС Востока	150	150	150	150	900	900	900	900
Китай (приграничный экспорт)	150	150	150	150	900	900	900	900

В таблице 1.6.2 представлены объемы электроэнергии, получаемые российской стороной в рамках режимных перетоков электроэнергии.

Таблица 1.6.2 – Импорт(режимные перетоки) [-] электроэнергии по ОЭС, млн кВт.ч

ОЭС	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Россия - всего, в т. ч.:	-1120	-1120	-1120	-1120
ОЭС Юга	-1100	-1100	-1100	-1100
Грузия	-400	-400	-400	-400
Азербайджан	-700	-700	-700	-700
ОЭС Сибири	-20	-20	-20	-20
Монголия	-20	-20	-20	-20

Сальдо экспорта-импорта (режимных перетоков) электроэнергии и мощности без учета приграничной торговли и реализации проекта широкомасштабного экспорта в Китай в 2015 году составляет 32,1 млрд кВт.ч/6,7 млн кВт, в 2020 году - 43,4 млрд кВт.ч/8,5 млн кВт, в 2025 году с сохранением объемов до 2030 года – 45,4 млрд кВт.ч/8,8 млн кВт и в 2030 году - 45,4 млрд кВт.ч/8,8 млн кВт, с учетом проекта экспорта в Китай – соответственно 36,6 млрд кВт.ч/7,4 млн кВт, 104,3 млрд кВт.ч/18,6 млн кВт и 106,3 млрд кВт.ч/18,9 млн кВт.

Таблица 1.6.3 – Экспорт-импорт (режимные перетоки) (сальдо) мощности и электроэнергии

	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
	Мощность, МВт				Электроэнергия, млн кВт.ч			
Сальдо экспорта – импорта (режимные перетоки) - всего (без приграничной торговли), в т.ч.:	6670	8470	8770	8770	32130	43430	45430	45430
ОЭС Северо-Запада	2600	4400	4700	4700	17100	28400	30400	30400
ОЭС Центра	1800	1800	1800	1800	11800	11800	11800	11800
ОЭС Средней Волги	0	0	0	0	0	0	0	0
ОЭС Юга	920	920	920	920	1680	1680	1680	1680
ОЭС Урала	1000	1000	1000	1000	470	470	470	470
ОЭС Сибири	200	200	200	200	180	180	180	180
ОЭС Востока	150	150	150	150	900	900	900	900
Приграничная торговля	206	206	206	206	1020	1020	1020	1020
Экспорт (+) - импорт (-) – всего (с приграничной торговлей)	6876	8676	8976	8976	33150	44450	46450	46450

	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
	Мощность, МВт				Электроэнергия, млн кВт.ч			
Широкомасштабный экспорт в Китай¹, в т.ч.:	750	10150	10150	10150	4500	60900	60900	60900
ОЭС Сибири (3-й этап)	0	6400	6400	6400	0	38400	38400	38400
ОЭС Востока, в т.ч.:	750	3750	3750	3750	4500	22500	22500	22500
1-й этап					4500	4500	4500	4500
2-й этап						18000	18000	18000

¹ Проект носит коммерческий характер, его параметры и сроки реализации будут уточняться по результатам переговорного процесса с китайской стороной

2 БАЛАНСОВЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ И ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ И ФОРМИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

Одним из основных факторов, определяющих стратегию развития энергетических компаний и их инвестиционные программы на ближайшие годы, является перспективная балансовая ситуация, прогнозируемая в зоне централизованного электроснабжения России и объединенных энергосистемах, и условия ее возникновения.

2.1 Вариантная оценка потребности России и регионов в генерирующей мощности

Потребность в установленной мощности на территории ОЭС определяется суммой максимума нагрузки, нормируемого расчетного резерва мощности, сальдо экспорта-импорта мощности и ограничений на использование мощности всех типов электростанций в период максимума нагрузки в осенне-зимний период (условно рабочий день последней недели декабря каждого года прогнозируемого периода) для условий среднемноголетней температуры.

Среди перечисленных факторов, определяющих потребность в установленной мощности электростанций, основным является годовой **максимум нагрузки**. Для ОЭС европейской части страны и ОЭС Сибири, работающих параллельно, совмещенный максимум определяется суммой нагрузок ОЭС в час совмещенного годового максимума нагрузки ЕЭС России, а для ОЭС Востока и изолированных районов – их собственными годовыми максимумами нагрузки.

Максимальная нагрузка ЕЭС России в 2009 году зафиксирована 17 декабря в размере 150,0 млн кВт. Максимум нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России в 2009 году оценивается в размере 153,0 млн кВт.

Величина совмещенного максимума нагрузки ОЭС существенно зависит от режима электропотребления на соответствующей территории, а также от степени совмещения максимумов нагрузки отдельных ОЭС в час прохождения годового максимума нагрузки ЕЭС России. В целом за период до 2030 года ожидается уплотнение режимов электропотребления за счёт более интенсивного производства в летнее, а также в вечернее и ночное время.

В соответствии с Генеральной схемой к 2015 году максимальная нагрузка в зоне централизованного электроснабжения России составит порядка 170 и 174 млн кВт для базового и максимального вариантов соответственно. Среднегодовой прирост значений максимума нагрузки за период 2010-2015 годы составит соответственно - 1,7 – 2,2%%.

В период 2016 – 2020 годы рост максимума нагрузки будет происходить более высокими темпами, что соответствует темпам прироста спроса на электроэнергию. К 2020 году значения максимальной нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России ожидаются на уровне 194 и 208 млн кВт или 2,7 и 3,6%% среднегодового прироста соответственно для базового и максимального вариантов электропотребления.

В период 2021 – 2030 годы среднегодовые приросты максимумов нагрузки ожидаются в меньших размерах, что обусловлено в том числе широкомасштабным внедрением мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности в производстве и потреблении электроэнергии. Максимальная электрическая нагрузка в зоне централизованного электроснабжения России в 2030 году ожидается на уровне 232 – 276 млн кВт соответственно для базового и максимального вариантов электропотребления.

В целом за период 2010 – 2030 годы. среднегодовые приросты нагрузки в зоне централизованного электроснабжения оцениваются в размере порядка 2,0 и 2,9%% соответственно для базового и максимального вариантов электропотребления.

В таблице 2.1.1 приведены значения максимумов нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России и в объединенных энергосистемах на период 2015-2020-2025-2030 годы для базового и максимального вариантов электропотребления.

Таблица 2.1.1 - Максимум нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России и в объединенных энергосистемах на период 2015-2020-2025-2030 годы для базового и максимального вариантов электропотребления, млн кВт*

ОЭС	2009 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
ОЭС Северо-Запада	14,3	15,7	18,2	19,8	21,7
		16,0	19,7	22,8	26,2
ОЭС Центра	36,8	40,1	46,9	51,8	56,9
		41,0	50,6	59,0	66,5
ОЭС Средней Волги	17,4	18,5	20,7	22,5	24,4

ОЭС	2009 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
		18,8	22,0	25,2	28,7
ОЭС Юга	12,9	15,0	17,8	20,1	22,6
		15,7	18,5	21,4	25,0
ОЭС Урала	35,2	37,4	42,8	46,8	50,5
		37,9	45,5	53,1	61,0
ОЭС Сибири	29,2	34,4	37,6	40,7	44,0
		35,7	40,8	46,9	53,8
ОЭС Востока**	5,0	5,9	6,8	7,6	8,4
		6,0	7,7	8,9	10,3
Изолированные районы**	2,1	2,6	3,0	3,4	3,8
		2,8	3,3	3,9	4,5
Россия – зона централизованного электроснабжения - ВСЕГО	153,0	169,7	193,7	212,6	232,3
		173,9	208,0	241,3	276,1

* Первая строка – базовый вариант, вторая строка – максимальный вариант

** На собственный максимум нагрузки

Значительное влияние на потребность в установленной мощности электростанций оказывает величина **резерва мощности**, необходимого для обеспечения надежности функционирования ОЭС и ЕЭС России. Величины нормируемого расчетного резерва мощности в период до 2030 года по ОЭС России определены в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281. и составляют от максимума нагрузки:

- по европейской секции ЕЭС России – 17%,
- по ОЭС Сибири – 12%,
- по ОЭС Востока – 22%.

Суммарный резерв европейской секции ЕЭС России распределяется по входящим в ее состав объединенным энергосистемам в следующих долях:

- ОЭС Северо-Запада – 0,15
- ОЭС Центра – 0,32
- ОЭС Юга – 0,10
- ОЭС Средней Волги – 0,11
- ОЭС Урала – 0,32.

Абсолютная величина резерва мощности в зоне централизованного электроснабжения России в целом в 2015 году оценивается в размере 28,2-28,9 млн кВт и в 2030 году увеличивается до 38,3-45,2 млн кВт соответственно для базового и максимального вариантов электропотребления.

В таблице 2.1.2 приведены абсолютные значения резерва мощности в зоне централизованного электроснабжения России и в объединенных энергосистемах на период 2015-2020-2025-2030 годы для базового и максимального вариантов электропотребления.

Таблица 2.1.2 - Абсолютные значения резерва мощности в зоне централизованного электроснабжения России и в объединенных энергосистемах на период 2015-2020-2025-2030 годы для базового и максимального вариантов электропотребления, млн кВт *

ОЭС	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
ОЭС Северо-Запада	3,7	4,2	4,5	4,9
	3,7	4,4	5,0	5,7
ОЭС Центра	6,9	7,9	8,7	9,5
	7,0	8,4	9,8	11,2
ОЭС Средней Волги	2,4	2,7	3,0	3,3
	2,4	2,9	3,4	3,9
ОЭС Юга	2,1	2,5	2,7	3,0
	2,2	2,6	3,1	3,5
ОЭС Урала	6,9	7,9	8,7	9,5
	7,0	8,4	9,8	11,2
ОЭС Сибири	4,3	4,7	5,1	5,5
	4,5	5,1	5,9	6,8
ОЭС Востока	1,3	1,5	1,7	1,8
	1,3	1,7	2,0	2,3
Изолированные районы	0,7	0,7	0,7	0,7
	0,7	0,7	0,8	0,8
Россия – зона централизованного электроснабжения - ВСЕГО	28,2	32,1	35,1	38,3
	28,9	34,3	39,7	45,2

* Первая строка – базовый вариант, вторая строка – максимальный вариант

При определении потребности в установленной мощности электростанций учитываются также **ограничения** на использование мощности действующих электростанций всех типов, представляющие собой разность между установленной и располагаемой мощностью, которую может развивать оборудование этих

электростанций в период зимнего максимума нагрузки. К ограничениям мощности отнесено также недоиспользование мощности на ГЭС и возобновляемых источниках энергии в период прохождения максимума нагрузки.

Суммарная величина прогнозируемых ограничений мощности электростанций в период 2015—2020-2025-2030 годы в зоне централизованного электроснабжения России оценивается в размере 28—31 млн кВт в базовом варианте и 28-33 млн кВт – в максимальном варианте электропотребления.

В таблице 2.1.3 приведены ограничения мощности на электростанциях в зоне централизованного электроснабжения России и в объединенных энергосистемах на период 2015-2020-2025-2030 годы для базового и максимального вариантов электропотребления.

Таблица 2.1.3 - Ограничения мощности на электростанциях в зоне централизованного электроснабжения России и в объединенных энергосистемах на период 2015-2020-2025-2030 годы для базового и максимального вариантов электропотребления, млн кВт *

ОЭС	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
ОЭС Северо-Запада	2,4	2,9	2,4	2,9
	2,4	2,8	3,1	3,6
ОЭС Центра	2,6	2,0	1,7	2,4
	2,6	1,9	3,3	2,5
ОЭС Средней Волги	3,7	4,9	4,7	3,0
	3,7	4,8	3,4	3,9
ОЭС Юга	2,4	2,9	2,6	3,5
	2,4	2,6	3,9	5,9
ОЭС Урала	4,8	2,9	1,8	1,6
	4,8	1,9	1,8	1,9
ОЭС Сибири	9,6	11,4	11,3	11,1
	9,6	10,2	11,1	11,2
ОЭС Востока	1,4	2,5	2,6	3,0
	1,4	2,4	2,7	3,3
Изолированные районы	1,4	1,3	1,2	1,1
	1,2	1,2	1,1	1,0
Россия – зона централизованного электроснабжения - ВСЕГО	28,4	30,8	28,4	28,6
	28,2	27,9	30,6	33,2

* Первая строка – базовый вариант, вторая строка – максимальный вариант

Прогнозные оценки объемов поставки мощности и электроэнергии на экспорт, учитываемые Генеральной схемой, представлены в разделе 1.6.

С учетом перечисленных факторов **потребность в установленной мощности электростанций** в зоне централизованного электроснабжения России для базового и максимального вариантов составит в 2015 году порядка 234—238 млн кВт, в 2020 году - 275—289 млн кВт, в 2025 году - 295—330 млн кВт и на уровне 2030 года - 318—373 млн кВт.

По сравнению с отчетным 2009 годом установленная мощность электростанций в зоне централизованного электроснабжения России (216,3 млн. кВт¹) должна возрасти к 2030 году в базовом варианте на 101,6 млн. кВт (на 47 %), а в максимальном – на 156,9 млн. кВт (на 73 %).

В период до 2015 года только в зоне ОЭС Средней Волги установленная в настоящее время мощность электростанций превышает потребность в ней в обоих вариантах электропотребления, в остальных энергообъединениях требуется наращивание мощности электростанций. Наибольшее увеличения установленной мощности электростанций по сравнению с установленной мощностью в 2009 году в абсолютном выражении требуется в зоне ОЭС Урала, ОЭС Юга и ОЭС Северо-Запада.

К 2030 году в обоих вариантах электропотребления во всех энергосононах требуется значительное увеличение установленной мощности электростанций.

Вариантная оценка потребности в установленной мощности электростанций по всем энергообъединениям страны и в целом в зоне централизованного электроснабжения России для прогнозируемых уровней спроса на электроэнергию в период до 2010-2015-2020-2025 годы представлена в таблице 2.1.4².

¹ Без учета Усть-Хантайской ГЭС и Курейской ГЭС, входящих в состав Норильско-Таймырской энергосистемы, не учитываемой в зоне централизованного электроснабжения.

² С учетом потребности во вводе электростанций для реализации проекта крупномасштабного экспорта в Китай

Таблица 2.1.4 – Потребность в установленной мощности электростанций в зоне централизованного электроснабжения России и в объединенных энергосистемах на период 2015-2020-2025-2030 годы для базового и максимального вариантов электропотребления *

	2009 год, отчет	2015 год			2020 год			2025 год			2030 год		
	Установл. мощность, млн кВт	Потребность в установл. мощности, млн кВт	Прирост к 2009 году		Потребность в уст. мощности, млн кВт	Прирост к 2009 году		Потребность в уст. мощности, млн кВт	Прирост к 2009 году		Потребность в уст. мощности, млн кВт	Прирост к 2009 году	
			млн кВт	%		млн кВт	%		млн кВт	%		млн кВт	%
Централизованная зона России, в т.ч.:	216.2	233.7	17.5	8.1	275.2	59.0	27.3	295.0	78.8	36.4	318.1	101.9	47.1
		238.3	22.1	10.2	288.8	72.6	33.6	330.5	114.3	52.9	373.4	157.2	72.7
ОЭС Северо- Запада	21.0	24.4	3.4	16.2	29.6	8.6	41.0	31.4	10.4	49.5	34.2	13.2	62.9
		24.8	3.8	18.1	31.3	10.3	49.0	35.6	14.6	69.5	40.2	19.2	91.4
ОЭС Центра	49.2	51.5	2.3	4.7	58.6	9.4	19.1	64.0	14.8	30.1	70.7	21.5	43.7
		52.5	3.3	6.7	62.7	13.5	27.4	73.9	24.7	50.2	82.0	32.8	66.7
ОЭС Средней Волги	26.5	24.6	-1.9	-7.2	28.4	1.9	7.2	30.2	3.7	14.0	30.6	4.1	15.5
		24.9	-1.6	-6.0	29.6	3.1	11.7	32.1	5.6	21.1	36.4	9.9	37.4
ОЭС Юга	16.3	20.5	4.2	25.8	24.1	7.8	47.9	26.3	10.0	61.3	30.0	13.7	84.0
		21.2	4.9	30.1	24.6	8.3	50.9	29.4	13.1	80.4	35.3	19.0	116.6
ОЭС Урала	42.7	50.0	7.3	17.1	54.5	11.8	27.6	58.3	15.6	36.5	62.6	19.9	46.6
		50.6	7.9	18.5	56.9	14.2	33.3	65.7	23.0	53.9	75.1	32.4	75.9
ОЭС Сибири	46.9	48.5	1.6	3.4	60.3	13.4	28.6	63.6	16.7	35.6	67.2	20.3	43.3
		49.9	3.0	6.4	62.8	15.9	33.9	70.5	23.6	50.3	78.3	31.4	67.0
ОЭС Востока	9.1	9.5	0.4	4.4	14.7	5.6	61.5	15.8	6.7	73.6	17.1	8.0	87.9
		9.6	0.5	5.5	15.7	6.6	72.5	17.5	8.4	92.3	19.8	10.7	117.6
Изолированные энергосистемы Востока	4.5	4.7	0.2	4.4	5.0	0.5	11.1	5.4	0.9	20.0	5.7	1.2	26.7
		4.8	0.3	6.7	5.2	0.7	15.6	5.8	1.3	28.9	6.3	1.8	40.0

* Первая строка – базовый вариант, вторая строка – максимальный вариант

2.2 Рекомендации по развитию генерирующих мощностей

Предлагаемые в настоящих Сценарных условиях мероприятия по развитию генерирующих мощностей базируются на материалах Генеральной схемы с учетом принятых Правительством Российской Федерации уточнений по перечню объектов, на которых будет осуществляться поставка мощности по договорам на предоставление мощности (распоряжения Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 № 1334-р и от 05.10.2010 № 1685-р), а также ожидаемых объемов ввода генерирующих мощностей в 2010 году и инвестиционной программы на 2011-2013 годы.

2.2.1 Рекомендации по демонтажу и техническому перевооружению (модернизации) действующего генерирующего оборудования

Поставленные Президентом и Правительством Российской Федерации задачи повышения эффективности работы электроэнергетики определили принятые в Генеральной схеме подходы и направления реконструкции и обновления генерирующего оборудования электрических станций. Генеральная схема предусматривает следующие направления демонтажа и технического перевооружения электростанций по типам генерации, не зависящие от рассматриваемых вариантов роста электропотребления:

- **Атомные электростанции.** Исходя из технической возможности, обусловленной непрерывным усовершенствованием ядерных топливных циклов, и экономической эффективности, при которой продление ресурса требует более низких капиталовложений по сравнению с сооружением новых электростанций, предусматривается продление сроков эксплуатации действующих блоков первого поколения на 15 лет сверх первоначально назначенного ресурса (30 лет) с последующим выводом их из эксплуатации по мере отработки продленного ресурса.

В период до 2030 года первоначально назначенный 30-летний ресурс отработают 31 блок суммарной установленной мощностью 23,2 млн.кВт, из них 24 блока суммарной установленной мощностью 16,2 млн.кВт отработают также продленный 15-летний ресурс. Состав последних определяет намечаемый в период до 2030 года объем вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на АЭС. Ресурс остальных блоков будет продлен как минимум на 15 лет. Кроме того, в

рамках программы по прекращению производства оружейного плутония в 2010 году произошел останов реактора мощностью 180 МВт на горнохимическом комбинате в г. Железногорске (Красноярский край).

В таблице 2.2.1.1 представлен перечень действующих блоков АЭС, отрабатывающих в период до 2030 года первоначально назначенный и продленный ресурс.

Таблица 2.2.1.1 – Перечень действующих блоков АЭС, отрабатывающих в период до 2030 года первоначально назначенный и продленный ресурс

Наименование АЭС, место расположения	Номер блока	Тип агрегата	Установленная мощность, МВт	Год ввода	Год отработки назначенного ресурса (30 лет)	Год отработки продленного ресурса (15 лет)	Год вывода из эксплуатации
Ленинградская АЭС г.Сосновый Бор			4000,0				
	1	РБМК-1000	1000,0	1973	2003	2018	2018
	2	РБМК-1000	1000,0	1975	2005	2020	2020
	3	РБМК-1000	1000,0	1979	2009	2024	2024
	4	РБМК-1000	1000,0	1981	2011	2026	2026
Кольская АЭС г.Полярные Зори			1760,0				
	1	ВВЭР-440	440,0	1972	2002	2017	2018
	2	ВВЭР-440	440,0	1974	2004	2019	2019
	3	ВВЭР-440	440,0	1981	2011	2026	2026
	4	ВВЭР-440	440,0	1984	2014	2029	2029
Калининская АЭС г.Удомля			3000,0				
	1	ВВЭР-1000	1000,0	1984	2014	2029	2029
	2	ВВЭР-1000	1000,0	1986	2016	2031	
	3	ВВЭР-1000	1000,0	2005	2035	2050	
Курская АЭС г.Курчатов			4000,0				
	1	РБМК-1000	1000,0	1976	2006	2021	2021
	2	РБМК-1000	1000,0	1979	2009	2024	2024
	3	РБМК-1000	1000,0	1983	2013	2028	2028
	4	РБМК-1000	1000,0	1985	2015	2030	2030
Нововоронежская АЭС г.Нововоронеж			1834,0				
	3	ВВЭР-417	417,0	1971	2001	2016	2016
	4	ВВЭР-417	417,0	1972	2002	2017	2017
	5	ВВЭР-1000	1000,0	1980	2010	2025	2025
Смоленская АЭС г.Десногорск			3000,0				
	1	РБМК-1000	1000,0	1982	2012	2027	2027
	2	РБМК-1000	1000,0	1985	2015	2030	2030
	3	РБМК-1000	1000,0	1990	2020	2035	
Балаковская АЭС г.Балаково			4000,0				
	1	ВВЭР-1000	1000,0	1985	2015	2030	2030
	2	ВВЭР-1000	1000,0	1987	2017	2032	
	3	ВВЭР-1000	1000,0	1988	2018	2033	
	4	ВВЭР-1000	1000,0	1993	2023	2038	
Ростовская АЭС г.Волгодонск			1000,0				
	1	ВВЭР-1000	1000,0	2001	2031	2046	
Белоярская АЭС пос. Заречный			600,0				
	3	БН-600	600,0	1980	2010	2025	2025
Билибинская АЭС			48,0				

Наименование АЭС, место расположения	Номер блока	Тип агрегата	Установ- ленная мощность, МВт	Год ввода	Год отработки назначенного ресурса (30 лет)	Год отработки продленног о ресурса (15 лет)	Год вывода из эксплуатации
г.Билибино	1	ЭГП-12	12,0	1975	2005	2020	2019
	2	ЭГП-12	12,0	1975	2005	2020	2019
	3	ЭГП-12	12,0	1975	2005	2020	2020
	4	ЭГП-12	12,0	1976	2006	2021	2021

- Гидроэлектростанции. В связи с тем, что практически 80% стоимости ГЭС составляют гидротехнические сооружения, а затраты на восстановление и замену устаревшего электротехнического и турбинного оборудования ГЭС сравнительно невелики, в период до 2030 года предусматривается сохранение в эксплуатации действующих ГЭС с учетом выполнения на них своевременных работ по обследованию, восстановлению и замене оборудования. В ходе работ по замене оборудования на ГЭС предусматривается незначительное увеличение единичной установленной мощности отдельных гидроагрегатов; суммарный прирост установленной мощности действующих ГЭС в период до 2030 года оценивается в размере 0,8 млн.кВт.

- Тепловые электростанции. Технически по тепловым электростанциям может быть обеспечено практически непрерывное продление сроков эксплуатации за счет замены отдельных узлов и элементов оборудования. Однако экономически это мероприятие для ТЭС на угле и газе с разными начальными параметрами пара и типами оборудования далеко не всегда эффективно.

Расчеты по оптимизации структуры генерирующих мощностей, проведенные в рамках разработки Генеральной схемы, показали целесообразность вывода из эксплуатации оборудования электростанций на газе на параметры пара 9 МПа и ниже. Однако для принятия окончательных решений по выводу из эксплуатации неэффективного оборудования требуется детальная проработка возможности обеспечения электрических режимов в местах нагрузки (энергоузлах) и покрытия тепловой нагрузки после демонтажа теплофикационного турбинного оборудования на параметры пара 9 МПа и ниже.

Вместе с тем приказом Минэнерго России от 07.09.2010 № 430 определены критерии технических характеристик (параметров) генерирующего оборудования для участия в конкурентном отборе мощности; предполагается, что в дальнейшем, по

мере развития рынка мощности, критерии отбора могут ужесточаться с целью обеспечения повышения эффективности функционирования электроэнергетики.

В Генеральной схеме объем демонтажа генерирующего оборудования в период до 2020 года учтен в соответствии с поступившими от энергетических компаний предложениями с учетом проведенной оптимизации структуры установленной мощности. До 2020 года принято к демонтажу 12,2 млн кВт.

За 2020 годом объем демонтажа определен исходя из технико-экономических оценок целесообразности замены неэффективного оборудования и целевых установок по выводу из эксплуатации ПСУ на газе с высокими удельными расходами топлива.

В частности, в период 2021—2030 годов:

- рекомендуются к демонтажу и замене на парогазовые и газотурбинные установки конденсационные и теплофикационные агрегаты с начальными параметрами пара 9 МПа и ниже, работающие на газе. Замена генерирующей мощности демонтируемого оборудования осуществляется как на действующих площадках, так и за счет установки оборудования на новых площадках. Всего в период 2021—2030 гг. принято к демонтажу 0,9 млн кВт теплофикационного оборудования и 0,5 млн кВт конденсационного оборудования на газе с параметрами пара 9 МПа и ниже;

- рекомендуется к демонтажу и замене около 80% оставшегося в эксплуатации конденсационного (6,6 млн кВт), а также более 30 % теплофикационного оборудования (9,9 млн кВт), работающего на газе, с начальными параметрами пара 13 МПа;

- рекомендуются к замене не менее 50 % газовых конденсационных и теплофикационных энергоблоков с начальными параметрами пара 240 МПа единичной мощностью 250 МВт и выше в суммарном объеме 17,8 млн кВт.

В рассматриваемый период рекомендовано продление сроков эксплуатации действующего оборудования на угле во всех районах. Это связано с большей эффективностью продления сроков эксплуатации, чем замены на новые блоки всех типов оборудования на угле. Эффективность продления определяется как большей капиталоемкостью оборудования на угле, так и меньшей разницей в КПД новых и действующих энергоблоков.

Таким образом, суммарный объем, рекомендуемый Генеральной схемой к выводу из эксплуатации в период 2010-2030 годы независимо от варианта прогнозируемого электропотребления, составляет 67,7 млн кВт, в том числе на АЭС 16,5 млн кВт и на ТЭС – 51,2 млн кВт (таблица 2.2.1.2). В таблице 2.2.1.3 представлены рекомендации по демонтажу генерирующего оборудования на ТЭС с разбивкой по объединенным энергосистемам.

Таблица 2.2.1.2 – Рекомендации по демонтажу оборудования в период 2010-2030 годы для базового и максимального вариантов электропотребления, млн кВт

	2010-2015 годы	2016-2020 годы	2021-2025 годы	2026-2030 годы	2010-2030 годы
Всего по зоне централизованного электроснабжения, в том числе:					
АЭС	7,7	9,6	23,3	27,1	67,7
ТЭС	0,2	3,8	4,6	7,9	16,5
	7,5	5,8	18,7	19,2	51,2

Таблица 2.2.1.3 - Рекомендации по демонтажу генерирующего оборудования на ТЭС в период 2010-2030 годы с разбивкой по объединенным энергосистемам, млн кВт

	2010-2015 годы	2016-2020 годы	2021-2025 годы	2026-2030 годы	2010-2030 годы
ТЭС – всего, в т. ч.:	7,5	5,8	18,7	19,2	51,2
ОЭС Северо-Запада	0,5	0,2	1,2	2,1	4,0
ОЭС Центра	1,7	0,6	5,3	4,0	11,7
ОЭС Средней Волги	0,9	1,9	2,0	2,7	7,6
ОЭС Юга	0,8	0,1	2,1	1,5	4,5
ОЭС Урала	2,0	1,5	6,6	8,5	18,6
ОЭС Сибири	1,2	0,5	0,5	0,2	2,5
ОЭС Востока	0,2	0,5	0,6	0,0	1,4
Изолированные энергосистемы Востока	0,2	0,5	0,3	0,1	1,0

Перечень турбинного оборудования, рекомендуемого Генеральной схемой к демонтажу в период 2010-2030 годы, представлен в приложении Б.

Вместе с тем в Генеральной схеме отмечается, что предложенный объем демонтажа генерирующего оборудования не обеспечивает активное обновление мощности на ТЭС. При благоприятных условиях развития электроэнергетики (значительный приток инвестиций в отрасль, большой ежегодный объем ввода

мощности на электростанциях и др.) объем демонтажа генерирующего оборудования на ТЭС должен быть удвоен и доведен до 101,8 млн кВт. В этом варианте рекомендуется демонтаж всего оборудования ТЭС сроком службы старше 50 лет, прежде всего работающих на газе с начальными параметрами пара 9 МПа и ниже (таблица 2.2.1.3).

Таблица 2.2.1.3 – Дополнительный объем демонтажа для обеспечения активного обновления ТЭС, млн кВт

Тип оборудования ТЭС	2010-2020 годы	2021-2025 годы	2026-2030 годы	2010-2030 годы
1. Оборудование на газе старше 50 лет (введенное до 1965 г.), имеющее низкие параметры пара (9 МПа и ниже)	4,4			4,4
2. Оборудование на газе старше 50 лет (введенное до 1965 года) с параметрами пара 13 МПа и выше	5,6			5,6
3. Все оборудование старше 50 лет (введенное до 1970 г.), исключая оборудование на газе, введенное до 1965 года (учтено в пп.1.и.2.)		24,1		24,1
4. Все оборудование старше 50 лет (введенное в период 1971-1975 гг.)			15,0	15,0
5. Все действующее в настоящее время конденсационное оборудование на газе 13 МПа и ниже (не учтенное в пп.1-4.)			2,5	2,5
Итого к выводу из эксплуатации дополнительно к рекомендуемому Генеральной схемой варианту	10,0	24,1	17,5	51,6
Вывод из эксплуатации ТЭС по варианту активного обновления электроэнергетики - всего	23,3	41,8	36,7	101,8

Для обеспечения замещения демонтируемого оборудования в варианте активного обновления электроэнергетики дополнительно к рекомендуемым Генеральной схемой объемам ввода генерирующих мощностей на ТЭС в базовом и максимальном вариантах электропотребления потребуется ввод мощности в размере порядка 10 млн кВт в период до 2020 года и 41,6 млн кВт – в период 2021—2030 годы.

Замену выводимого из эксплуатации оборудования рекомендуется проводить на новых или действующих площадках, с заменой паросилового конденсационного оборудования крупными экономичными ПГУ единичной мощностью 800, 500 и 400 МВт, а теплофикационных ПСУ – на ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ включая, при необходимости, распределенные когенерационные установки малой мощности. В

период после 2021 года при замене оборудования, работающего на угле, предполагается использование технологии газификации твердого топлива.

2.2.2 Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на электростанциях различных типов

Рекомендации по развитию генерирующих мощностей различных типов, сформированные Генеральной схемой, основываются на результатах оптимизации структуры генерирующих мощностей по ОЭС России, выполненной с использованием модельно-информационного комплекса для двух вариантов электропотребления. Критерием оптимальности в модели служит минимум полных дисконтированных капитальных и эксплуатационных затрат электроэнергетики за весь рассматриваемый период, отражающий общественную эффективность разных вариантов развития электроэнергетики в рамках ТЭК страны. Дополнительно при формировании состава рекомендуемых вводов учитывались складывающаяся балансовая ситуация в отдельных энергоузлах и энергорайонах, близость к топливным ресурсам и манёвренность вводимого генерирующего оборудования. Приоритетность ввода генерирующих мощностей отдавалась вводам, предусмотренным договорами на предоставление мощности (ДПМ).

Суммарный объем вводов мощностей всех типов генерации (АЭС, ГЭС, ТЭС, ВИЭ), рекомендуемый Генеральной схемой к вводу в период 2010-2030 гг. по России в целом, в базовом варианте электропотребления составляет 173,4 млн кВт, в максимальном варианте – 228,5 млн кВт.

В таблице 2.2.2.1 представлены сводные данные о рекомендуемых Генеральной схемой объемах вводов генерирующих мощностей по типам электростанций для базового и максимального вариантов электропотребления.

В приложении В представлен перечень вводов генерирующего оборудования на электростанциях в период 2010-2030 годы, учтенных в базовом и максимальном вариантах Генеральной схемы.

Таблица 2.2.2.1 – Рекомендации по вводу генерирующих мощностей для базового и максимального вариантов, млн кВт *

Тип электростанций	2010-2015 годы		2016-2020 годы		2021-2025 годы		2026-2030 годы		2010-2030 годы	
	Баз. в-т	Макс. в-т								
Вводы всего по централизованной зоне России, в т.ч.:	41,33	41,33	38,57	50,43	43,11	66,95	50,35	69,80	173,35	228,51
АЭС	7,55	7,55	9,26	11,58	12,77	16,20	13,85	15,00	43,43	50,33
ГЭС и ГАЭС, из них:	5,00	5,00	1,86	1,93	3,44	5,80	1,48	3,05	11,78	15,78
<i>ГЭС</i>	4,02	4,02	0,69	0,76	2,59	3,65	1,48	1,75	8,77	10,17
<i>ГАЭС</i>	0,98	0,98	1,17	1,17	0,86	2,16	0	1,30	3,01	5,61
ТЭС, из них:	28,72	28,72	27,18	36,54	26,26	40,21	29,94	42,64	112,09	148,11
<i>ТЭС</i>	28,72	28,72	27,18	36,54	25,16	38,20	27,94	38,75	108,99	142,21
<i>Распределенная генерация</i>	0	0	0	0	1,10	2,01	2,00	3,89	3,10	5,90
ВИЭ, из них:	0.06	0.06	0.27	0.37	0.64	4.74	5.08	9.11	6.05	14.29
<i>био -ТЭЦ</i>	0	0	0	0	0.16	1.87	2.36	2.07	2.53	3.95
<i>ветровые</i>	0	0	0.26	0.36	0.10	1.20	1.20	5.13	1.56	6.69
<i>ГеоТЭС</i>	0.01	0.01	0	0	0.06	0.06	0.18	0.34	0.25	0.41
<i>малые ГЭС</i>	0.05	0.05	0	0	0.32	1.57	1.30	1.31	1.66	2.93
<i>приливные</i>	0	0	0.01	0.01	0	0.05	0.05	0.25	0.06	0.31
<i>солнечные</i>	0	0	0	0.001	0.001	0	0	0	0.001	0.001
ОЭС Северо-Запада, в т.ч.:	4.11	4.11	8.10	9.67	4.09	6.67	6.80	8.72	23.10	29.17
АЭС	1.17	1.17	5.79	6.96	1.17	0	1.15	1.15	9.28	9.28
ГАЭС	0	0	1.17	1.17	0.39	0.39	0	0	1.56	1.56
ТЭС, из них:	2.94	2.94	1.13	1.42	2.43	5.29	4.24	5.81	10.74	15.47
<i>ТЭС</i>	2.94	2.94	1.13	1.42	2.30	5.07	4.03	5.38	10.40	14.82
<i>Распределенная генерация</i>	0	0	0	0	0.13	0.22	0.21	0.43	0.34	0.65
ВИЭ, из них:	0	0	0.01	0.11	0.10	0.99	1.41	1.76	1.52	2.86
<i>био -ТЭЦ</i>	0	0	0	0	0	0.31	0.72	0.79	0.73	1.10
<i>ГеоТЭС</i>	0	0	0	0	0	0	0	0.05	0	0.05

Тип электростанций	2010-2015 годы		2016-2020 годы		2021-2025 годы		2026-2030 годы		2010-2030 годы	
	Баз. в-т	Макс. в-т	Баз. в-т	Макс. в-т	Баз. в-т	Макс. в-т	Баз. в-т	Макс. в-т	Баз. в-т	Макс. в-т
<i>ветровые</i>	0	0	0	0.10	0.10	0.68	0.68	0.92	0.78	1.70
<i>приливные</i>	0	0	0.01	0.01	0	0	0	0	0.01	0.01
ОЭС Центра, в т.ч.:	10.29	10.29	2.20	5.97	13.60	19.77	15.43	16.80	41.51	52.83
АЭС	3.40	3.40	0.00	1.15	5.75	8.05	6.90	6.90	16.05	19.50
ГАЭС	0.84	0.84	0	0	0.47	1.77	0	1.30	1.31	3.91
ТЭС, из них:	6.05	6.05	2.20	4.82	7.38	9.41	7.98	8.13	23.61	28.41
<i>ТЭС</i>	6.05	6.05	2.20	4.82	7.03	8.73	7.27	6.77	22.55	26.37
<i>Распределенная генерация</i>	0	0	0	0	0.35	0.68	0.71	1.36	1.06	2.04
ВИЭ, из них:	0	0	0	0	0	0.55	0.55	0.46	0.55	1.01
<i>био -ТЭЦ</i>	0	0	0	0	0	0.55	0.55	0.36	0.55	0.91
<i>ветровые</i>	0	0	0	0	0	0	0	0.10	0	0.10
ОЭС Средней Волги, в т.ч.:	0.92	0.92	4.39	4.97	3.36	5.05	4.07	7.82	12.74	18.76
АЭС	0	0	1.15	1.15	2.30	3.45	1.15	2.30	4.60	6.90
ТЭС, из них:	0.92	0.92	3.24	3.82	1.06	1.39	2.71	3.96	7.93	10.08
<i>ТЭС</i>	0.92	0.92	3.24	3.82	0.93	1.15	2.48	3.47	7.57	9.35
<i>Распределенная генерация</i>	0	0	0	0	0.13	0.24	0.23	0.49	0.36	0.73
ВИЭ, из них:	0	0	0	0	0	0.20	0.21	1.57	0.21	1.78
<i>био -ТЭЦ</i>	0	0	0	0	0	0.20	0.21	0.21	0.21	0.42
<i>ветровые</i>	0	0	0	0	0	0	0	1.35	0	1.35
ОЭС Юга, в т.ч.:	5.57	5.57	3.27	3.68	4.13	6.55	5.28	7.58	18.26	23.38
АЭС	2.10	2.10	1.10	1.10	0	0	0	0	3.20	3.20
ГЭС и ГАЭС, из них:	0.65	0.65	0.22	0.30	0.23	0.78	0.65	0.52	1.74	2.24
<i>ГЭС</i>	0.51	0.51	0.22	0.30	0.23	0.78	0.65	0.52	1.60	2.10
<i>ГАЭС</i>	0.14	0.14	0	0	0	0	0	0	0.14	0.14

Тип электростанций	2010-2015 годы		2016-2020 годы		2021-2025 годы		2026-2030 годы		2010-2030 годы	
	Баз. в-т	Макс. в-т								
ТЭС, из них:	2.81	2.81	1.73	2.06	3.68	4.71	3.50	3.90	11.72	13.48
<i>ТЭС</i>	2.81	2.81	1.73	2.06	3.42	4.32	3.11	3.22	11.07	12.40
<i>Распределенная генерация</i>	0	0	0	0	0.26	0.39	0.39	0.68	0.65	1.08
ВИЭ, из них:	0.01	0.01	0.22	0.22	0.22	1.07	1.14	3.16	1.59	4.46
<i>био -ТЭЦ</i>	0	0	0	0	0.15	0.15	0.22	0.22	0.37	0.37
<i>ветровые</i>	0	0	0.22	0.22	0	0.40	0.40	2.30	0.62	2.92
<i>ГеоТЭС</i>	0	0	0	0	0	0	0.08	0.14	0.08	0.14
<i>малые ГЭС</i>	0.01	0.01	0	0	0.07	0.47	0.40	0.24	0.47	0.72
<i>приливные</i>	0	0	0	0	0	0.05	0.05	0.25	0.05	0.30
<i>солнечные</i>	0	0	0	0.001	0.001	0	0	0	0.001	0.001
ОЭС Урала, в т.ч.:										
	12.04	12.04	3.30	5.74	11.00	15.86	12.80	17.80	39.14	51.43
АЭС	0.88	0.88	0	0	2.40	2.40	3.50	3.50	6.78	6.78
ТЭС, из них:	11.16	11.16	3.30	5.74	8.60	13.16	9.00	13.65	32.06	43.70
<i>ТЭС</i>	11.16	11.16	3.30	5.74	8.40	12.74	8.60	12.84	31.46	42.47
<i>Распределенная генерация</i>	0	0	0	0	0.20	0.42	0.40	0.81	0.60	1.23
ВИЭ, из них:	0	0	0	0	0	0.30	0.30	0.65	0.30	0.95
<i>био -ТЭЦ</i>	0	0	0	0	0	0.30	0.30	0.30	0.30	0.60
<i>ветровые</i>	0	0	0	0	0	0	0	0.35	0	0.35
ОЭС Сибири, в т.ч.:										
	6.10	6.10	11.18	13.56	5.02	9.61	3.61	7.73	25.92	37.01
АЭС	0	0	1.15	1.15	1.15	1.15	0	0	2.30	2.30
ГЭС	3.00	3.00	0	0	1.96	2.17	0.53	0.32	5.49	5.49
ТЭС	3.10	3.10	10.03	12.41	1.66	4.89	1.87	6.09	16.67	26.49
<i>из них для целей экспорта в Китай</i>	0	0	7.2	7.2	0	0	0	0	7.2	7.2
ВИЭ, из них:	0	0	0	0	0.25	1.41	1.21	1.32	1.46	2.73
<i>био -ТЭЦ</i>	0	0	0	0	0	0.31	0.31	0.14	0.31	0.45

Тип электростанций	2010-2015 годы		2016-2020 годы		2021-2025 годы		2026-2030 годы		2010-2030 годы	
	Баз. в-т	Макс. в-т								
<i>ветровые</i>	0	0	0	0	0	0	0	0.11	0	0.11
<i>малые ГЭС</i>	0	0	0	0	0.25	1.10	0.90	1.07	1.15	2.17
ОЭС Востока, в т.ч.:	1.04	1.04	5.46	6.19	1.44	2.66	1.96	2.52	9.90	12.40
АЭС	0	0	0	0	0	1.15	1.15	1.15	1.15	2.30
ГЭС	0	0	0.32	0.32	0.40	0.70	0.30	0.90	1.02	1.92
ТЭС, из них:	1.04	1.04	5.11	5.83	1.03	0.66	0.36	0.42	7.53	7.95
<i>ТЭС</i>	1.04	1.04	5.11	5.83	1.00	0.60	0.30	0.30	7.44	7.77
<i>из них для целей экспорта в Китай</i>	0	0	3.6	3.6	0	0	0	0	3.6	3.6
<i>Распределенная генерация</i>	0	0	0	0	0.03	0.06	0.06	0.12	0.09	0.18
ВИЭ, из них:	0	0	0.04	0.04	0.01	0.15	0.15	0.05	0.20	0.23
<i>био-ТЭС</i>	0	0	0	0	0.01	0.05	0.05	0.05	0.06	0.10
<i>ветровые</i>	0	0	0.04	0.04	0	0.10	0.10	0	0.14	0.14
Изолированные энергосистемы Востока, в т.ч.:	1.26	1.26	0.67	0.67	0.46	0.78	0.40	0.83	2.79	3.54
АЭС	0	0	0.07	0.07	0	0	0	0	0.07	0.07
ГЭС	0.51	0.51	0.15	0.15	0	0	0	0	0.66	0.66
ТЭС	0.70	0.70	0.45	0.45	0.41	0.71	0.28	0.68	1.84	2.54
ВИЭ, из них:	0.05	0.05	0	0	0.06	0.08	0.12	0.15	0.23	0.28
<i>ветровые</i>	0	0	0	0	0	0.02	0.02	0	0.02	0.02
<i>ГеоТЭС</i>	0.01	0.01	0	0	0.06	0.06	0.10	0.15	0.17	0.22
<i>малые ГЭС</i>	0.04	0.04	0	0	0	0	0	0	0.04	0.04

* С учетом ввода мощности на ТЭС для реализации проекта крупномасштабного экспорта в Китай

2.2.2.1 Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на АЭС

Объем рекомендуемых вводов генерирующих мощностей на АЭС в период до 2030 года определен в количестве 40 блоков суммарной установленной мощностью 43,4 млн кВт для базового варианта и 46 блоков суммарной установленной мощностью 50,3 млн кВт для максимального варианта спроса на электроэнергию. Необходимые объемы вводов на АЭС в период до 2030 года для базового и максимального вариантов спроса на электроэнергию представлены в таблице 2.2.2.1.1.

Таблица 2.2.2.1.1 – Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на АЭС в период до 2030 года

Вариант	2010-2015 годы		2016-2020 годы		2021-2025 годы		2026-2030 годы		2010-2030 годы	
	Кол-во блоков, ед.	Мощ- ность, млн кВт								
Базовый, в т.ч.:	7	7,5	10	9,3	11	12,7	12	13,9	40	43,4
достройка	7	7,5	3	3,4	1	1,2	-	-	11	12,1
новое строительство	-	-	7	5,8	10	11,6	12	13,9	29	31,3
Максимальный, в т.ч.:	7	7,5	12	11,6	14	16,2	13	15,0	46	50,3
достройка	7	7,5	4	4,6	-	-	-	-	11	12,1
новое строительство	-	-	8	7,0	14	16,2	13	15,0	35	38,1

Оба варианта ориентированы на достройку начатых строительством пяти АЭС – Ленинградской АЭС-2, Калининской АЭС, Нововоронежской АЭС-2, Ростовской АЭС и Белоярской АЭС – и освоение 12 новых площадок - Балтийской АЭС, Кольской АЭС-2, новой АЭС в Европейской части (ОЭС Центра), Центральной АЭС, Смоленской АЭС-2, Курской АЭС-2, Нижегородской АЭС, Татарской АЭС, Южно-Уральской АЭС, Башкирской АЭС, Северской АЭС и Приморской АЭС. Рекомендации по размещению новых площадок в Генеральной схеме носят предварительный характер, конкретный выбор площадок будет осуществлен в соответствии с действующими процедурами в рамках выполнения предпроектных и проектных материалов.

В обоих вариантах электропотребления на начатых строительством АЭС в период до 2030 года предусматривается ввод 11 блоков суммарной установленной мощностью 12,1 млн.кВт. Количество и мощность вводимых блоков на новых площадках разнится по вариантам электропотребления: в базовом варианте предусматривается ввод 29 блоков суммарной мощностью 31,3 млн кВт; в максимальном варианте - 35 блоков суммарной мощностью 38,1 млн.кВт. Дополнительно по сравнению с базовым вариантом рекомендуется установить 3

блока на новой АЭС в Европейской части, 2 блока на Нижегородской АЭС и один блок на Приморской АЭС. Кроме того, в максимальном варианте сроки ввода некоторых блоков приближены по сравнению с базовым вариантом. В обоих вариантах учитывается сооружение в г. Певеке плавучей атомной электростанции с реакторными установками КЛТ-40С мощностью 70 тыс.кВт.

На атомных электростанциях в основном предусматривается реализовывать типовой проект АЭС нового поколения с установкой типовых серийных блоков с реакторной установкой типа ВВЭР-1200 единичной мощностью 1150 МВт. Реакторы на быстрых нейтронах (типа БН) предусматриваются к установке на Белоярской АЭС (БН-880) и на новой Южно-Уральской АЭС (БН-1200).

Перечень АЭС мощностью более 100 МВт, рекомендуемых Генеральной схемой к вводу в период до 2030 года для базового и максимального вариантов электропотребления, представлен в Приложении В.

Инвестиционной программой ОАО «Концерн «Росэнергоатом» в период до 2013 года предусматривается осуществить ввод трех блоков: блока № 2 мощностью 1000 тыс. кВт на Ростовской АЭС в 2010 году, блока № 4 мощностью 1000 тыс.кВт на Калининской АЭС в 2012 году и блока № 1 мощностью 1198 тыс.кВт на Нововоронежской АЭС-2.

Кроме того, в рамках Федеральной целевой программы «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 годов и на перспективу до 2020 года», реализуемой Госкорпорацией «Росатом», предусматривается разработка опытно-демонстрационных образцов реакторов на быстрых нейтронах со свинцово-висмутовым и свинцовым теплоносителями. Размещение реактора на быстрых нейтронах со свинцово-висмутовым теплоносителем электрической мощностью 100 тыс.кВт (СВБР-100) намечается в г.Обнинске Калужской области, со свинцовым теплоносителем единичной электрической мощностью 300 тыс.кВт (БРЕСТ ОД 300) – на площадке Белоярской АЭС. В дальнейшем предусматривается промышленное строительство АЭС с данными реакторами.¹

2.2.2.2 Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на ГЭС и ГАЭС

Требуемые масштабы развития гидроэнергетики (ГЭС и ГАЭС) для сбалансированного удовлетворения прогнозируемого спроса на электроэнергию

¹ В балансах мощности и электроэнергии в период до 2030 года эти блоки не учитываются.

при базовом и максимальном вариантах электропотребления определены в следующих размерах:

- для базового варианта электропотребления рекомендуемый объем вводов генерирующих мощностей в период до 2030 года составляет 11,8 млн кВт, в т.ч. на ГЭС - 8,8 млн кВт, на ГАЭС – 3,0 млн кВт;

- для максимального варианта электропотребления рекомендуемый объем вводов генерирующих мощностей в период до 2030 года составляет – 15,8 млн кВт, в т.ч. на ГЭС - 10,2 млн кВт, на ГАЭС – 5,6 млн кВт.

В таблице 2.2.2.2.1 представлена информация о рекомендуемых объемах ввода на ГЭС и ГАЭС в период до 2030 года для базового и максимального вариантов спроса на электроэнергию.

Таблица 2.2.2.2.1 – Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на ГЭС и ГАЭС в период до 2030 года, млн кВт

Вариант	2010-2015 годы	2016-2020 годы	2021-2025 годы	2026-2030 годы	2010-2030 годы
Базовый, в т.ч.:	5,00	1,86	3,44	1,48	11,78
ГЭС, из них:	4,02	0,69	2,59	1,48	8,77
достройка	4,02	0,15	-	-	4,17
новое строительство	-	0,54	2,59	1,48	4,61
ГАЭС, из них:	0,98	1,17	0,86	0,00	3,01
достройка	0,98	-	-	-	0,98
новое строительство	-	1,17	0,86	-	2,03
Максимальный, в т.ч.:	5,00	1,93	5,80	3,05	15,78
ГЭС, из них:	4,02	0,76	3,65	1,75	10,17
достройка	4,02	0,15	-	-	4,17
новое строительство	-	0,62	3,65	1,75	6,01
ГАЭС, из них:	0,98	1,17	2,16	1,30	5,61
достройка	0,98	-	-	-	0,98
новое строительство	-	1,17	2,16	1,30	4,63

В ближайшие годы в обоих вариантах электропотребления Генеральной схемой рекомендуется обеспечить ввод Богучанской ГЭС и завершить строительство на Северном Кавказе ряда ГЭС, начатых в предшествующий период – Кашхатау ГЭС, Зарамагской ГЭС и Гочатлинской ГЭС, а также обеспечить достройку Усть-Среднеканской ГЭС, строительство которой было приостановлено в течение ряда лет, и Светлинской ГЭС (Вилуйской ГЭС-3).

Начиная с 2016 года рекомендуется разворот строительства новых ГЭС с преимущественным их размещением в Сибири и на Дальнем Востоке. В базовом варианте до 2020 года предусматривается строительство Нижнебурейской ГЭС. В

период 2021—2030 гг. рекомендуется строительство Мокской ГЭС и ее контррегулятора Ивановской ГЭС, а также строительство первой ГЭС Нижне-Ангарского каскада. На Дальнем Востоке в этот период предусматривается ввод Граматухинской ГЭС и начало строительства Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса с вводом на Канкунской ГЭС первого агрегата в 2030 году. В европейской части страны строительство новых ГЭС рекомендуется на территории Северного Кавказа, где в период после 2020 года предлагается начать освоение гидропотенциала р. Андийское Койсу. С 2025 года предусматривается освоение гидропотенциала рек Черек и Баксан с сооружением на них 3 новых ГЭС суммарной мощностью около 450 тыс. кВт.

В максимальном варианте объем вводов на ГЭС увеличен на 1,4 млн кВт. Дополнительно к базовому варианту предусматривается строительство 4 новых ГЭС на Северном Кавказе суммарной мощностью 0,5 млн кВт в составе каскада ГЭС на р. Андийское Койсу в Республике Дагестан и на Голубых Озерах в Республике Кабардино-Балкария, а также завершение до 2030 года строительства Канкунской ГЭС с увеличением вводимой на ней мощности по сравнению с базовым вариантом на 0,9 млн кВт.

Сооружение отдельных ГЭС тесно связано с появлением конкретных крупных потребителей и в зависимости от их ввода сроки сооружения этих ГЭС могут быть скорректированы по сравнению с рекомендациями Генеральной схемы. Так, в частности:

Нижне-Бурейская ГЭС позволит начать освоение минерально-сырьевых ресурсов (Маломырского золоторудного месторождения, Чагоянского месторождения известняков и др.) в регионе, обеспечить энергией лесоперерабатывающий комплекс в г. Белогорске и другие предприятия.

Мокская ГЭС обеспечит электроэнергией зону БАМа, испытывающую в настоящее время дефицит мощности, и позволит приступить к освоению ряда перспективных месторождений.

Усть-Среднеканская ГЭС будет обеспечивать электроэнергией Наталкинский ГОК.

Граматухинская ГЭС в значительной степени ориентирована на освоение Гаринского месторождения железных руд и строительство горно-металлургического комбината.

Кроме того, при соответствующем росте спроса на электроэнергию в Туруханском районе Красноярского края, в период 2016-2020 годы возможно сооружение Нижне-Курейской ГЭС¹ мощностью 150 тыс. кВт, находящейся в зоне децентрализованного электроснабжения.

Для обеспечения рекомендуемых Генеральной схемой масштабов развития атомной энергетики необходим ввод новых ГАЭС. Сооружение ГАЭС предусматривается в европейской части страны, где рекомендуется обеспечить ввод Загорской ГАЭС-2, а также построить еще 3 новые ГАЭС – Ленинградскую ГАЭС, Курскую ГАЭС и Зеленчукскую ГЭС-ГАЭС. Регулирование работы новых АЭС в Сибири и на Дальнем Востоке предусматривается осуществлять за счет существующих и вновь сооружаемых ГЭС в этих регионах.

В максимальном варианте помимо перечисленных рекомендуется площадка Центральной ГАЭС с установкой на ней агрегатов суммарной мощностью 2,6 млн кВт.

Перечень ГЭС и ГАЭС мощностью 100 МВт и выше, рекомендуемых Генеральной схемой к вводу в период до 2030 года, а также перечень ГЭС мощностью до 100 МВт, учтенных в Генеральной схеме для балансовых расчетов, для базового и максимального вариантов электропотребления, представлены в Приложении В.

Инвестиционной программой ОАО «РусГидро» в период 2010-2013 годы предусматривается ввод генерирующих мощностей на ГЭС-ГАЭС в размере 4,7 млн кВт, в т.ч. на ГЭС - 3,7 млн.кВт и на ГАЭС – 1,0 млн кВт. В 2010 году предусматривается ввод Кашхатау ГЭС Нижне-Черекского каскада мощностью 65 тыс. кВт. Начиная с 2011 года планируется ввод в эксплуатацию Богучанской ГЭС с пуском в 2011 году трех агрегатов, в 2012 году – четырех агрегатов и в 2013 году – двух агрегатов единичной мощностью 333 тыс. кВт. На 2012 году намечается ввод Усть-Среднеканской ГЭС мощностью 169 тыс. кВт, на 2013 год – Зарамагской ГЭС

¹ В балансах мощности и электроэнергии в зоне централизованного электроснабжения ввод мощности на Нижне-Курейской ГЭС не учитывается.

мощностью 342 тыс. кВт и Гоцатлинской ГЭС мощностью 100 тыс. кВт. Также в период до 2013 года ОАО «РусГидро» планирует ввести в эксплуатацию две ГАЭС: Загорскую ГАЭС-2 мощностью 840 тыс. кВт с вводом в 2012-2013 годах на ней ежегодно по два агрегата и Зеленчукскую ГАЭС с вводом в 2013 году 140 тыс. кВт.

2.2.2.3 Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на ТЭС

По результатам оптимизации структуры генерирующих мощностей суммарный объем рекомендуемых вводов на ТЭС в период 2010—2030 годы определен в размере 109,0 млн кВт для базового варианта электропотребления и 142,2 млн кВт – для максимального варианта. Объекты, предусмотренные договорами на предоставление мощности, в Генеральной схеме учтены безальтернативно.

Рекомендуемые объемы вводов на ТЭС для базового и максимального вариантов электропотребления представлены в таблице 2.2.2.3.1.

Таблица 2.2.2.3.1 – Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на ТЭС в период до 2030 года, млн кВт

Вариант электропотребления, тип электростанций, вид топлива	2010-2015 годы	2016-2020 годы	2021-2025 годы	2026-2030 годы	2010-2030 годы
Базовый вариант					
ТЭС, всего, из них:	28,72	27,18	25,16	27,94	108,99
газ	24,43	12,25	21,55	24,63	82,85
уголь	4,28	14,93	3,61	3,31	26,14
КЭС, в т.ч.:	14,44	18,62	17,44	19,44	69,93
газ	11,33	4,24	14,76	16,80	47,14
уголь:	3,11	14,37	2,68	2,64	22,79
из них для целей экспорта в Китай	0,00	10,80	0,00	0,00	10,80
ТЭЦ, в т.ч.:	14,28	8,57	7,72	8,50	39,06
газ	13,10	8,01	6,78	7,83	35,71
уголь	1,18	0,56	0,94	0,67	3,35
Максимальный вариант					
ТЭС, всего, из них:	28,72	36,54	38,20	38,75	142,21
газ	24,43	17,78	25,81	26,41	94,43
уголь	4,28	18,76	12,40	12,34	47,78
КЭС, в т.ч.:	14,03	25,15	29,86	28,28	97,31
газ	10,92	7,59	18,46	17,30	54,27
уголь:	3,11	17,56	11,40	10,98	43,04
из них для целей экспорта в Китай	0,00	10,80	0,00	0,00	10,80
ТЭЦ, в т.ч.:	14,69	11,40	8,34	10,47	44,90
газ	13,51	10,19	7,34	9,11	40,15
уголь	1,18	1,20	1,00	1,36	4,75

Рекомендуемый к вводу состав ТЭС сформирован на базе поступивших от энергокомпаний предложений по развитию генерирующих мощностей в период до 2020 года с учетом складывающейся балансовой ситуации в отдельных регионах и энергоузлах, а также исходя из целевых топливных и технологических ориентиров, обусловленных положенными в основу прогнозируемых вариантов спроса на электроэнергию сценариями развития экономики страны.

В базовом варианте электропотребления, предъявляющем повышенные требования к влиянию электроэнергетики на окружающую среду, приоритет отдан развитию генерации на газе. Объем вводов генерирующих мощностей на газе в этом варианте составляет 82,9 млн кВт, на угле – 26,1 млн кВт. В максимальном варианте объемы развития угольных ТЭС увеличены примерно вдвое по сравнению с базовым вариантом. В этом варианте объем вводов на газе составляет 94,4 млн кВт, на угле – 47,8 млн кВт.

В обоих вариантах электропотребления Генеральной схемой рекомендуется масштабное обновление существующего парка конденсационного оборудования ТЭС, а также строительство новых ТЭС, обеспечивающих повышение эффективности отрасли и достижение к 2030 году целевых индикаторов стратегического развития электроэнергетики, определенных Энергетической стратегией России до 2030 года: средний КПД ТЭС на угле должен достичь значений не менее 41%, ТЭС на газе – не менее 53%. Для достижения этих ориентиров для КЭС, работающих на газе, рекомендуется масштабное использование на новых площадках и при замене существующего паросилового оборудования не только ПГУ-400, но и ПГУ-500 и ПГУ-800 с КПД соответственно 60 и 65%. Суммарный объем вводов на КЭС, предусматривающий использование парогазового или газотурбинного оборудования, в обоих вариантах электропотребления составляет примерно 98% от вводов на газе. Для угольных ТЭС рекомендуется использование оборудования на суперсверхкритические параметры пара установленной мощностью 330—600—660 МВт с КПД не менее 47%. В базовом варианте объем вводов этого оборудования составляет примерно 70% (16,1 млн кВт) от суммарных вводов на угле, в максимальном варианте – превышает 76% (32,9 млн кВт).

Для работающих на газе ТЭС также рекомендуется использование парогазового оборудования, в том числе и при замене существующего паросилового

оборудования. При этом для ТЭС, ранее работавших на угле и в последующем переведенных на сжигание газа, в качестве первого этапа рекомендуется замена паросилового оборудования на парогазовое, а в последующем – при повышении качества угля и при приемлемых ценах на него - учитывается возможность сооружения установок по газификации твердого топлива и использование на ТЭЦ вместо природного синтез-газа. В этих целях рекомендуется сохранение площадок объектов топливоподачи и железнодорожных подъездных путей для последующего их использования в технологическом цикле. Для угольных ТЭЦ в период до 2025 года рекомендуется модернизация и реконструкция оборудования по мере отработки ресурса, за пределами 2025 года – замена существующего угольного паросилового оборудования на ПГУ, также работающие на продуктах газификации твердого топлива. Ввод парогазового и газотурбинного оборудования на ТЭЦ в обоих вариантах электропотребления превышает 85% от суммарных вводов, составляя в базовом варианте 34,2 млн кВт и в максимальном варианте – 38,2 млн кВт.

Для удовлетворения балансовой потребности в мощности и электроэнергии в период до 2030 года Генеральной схемой рекомендован к сооружению ряд новых ТЭС единичной мощностью 500 МВт и выше. В базовом варианте предусматривается освоение 16 новых площадок для размещения конденсационных электростанций (КЭС) с суммарным вводом на них генерирующих мощностей в размере 20,2 млн кВт, из них 13,6 млн кВт – на газе, 6,6 млн кВт – на угле, и 4 новых площадок для размещения теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) с вводом на них 2,7 млн кВт на газе. В максимальном варианте к освоению рекомендуются 22 новые площадки для размещения КЭС суммарной мощностью 33,2 млн кВт, в том числе на газе – 12,2 млн кВт и на угле – 21,0 млн кВт, и 9 новых площадок для размещения ТЭЦ суммарной мощностью 5,6 млн кВт, в том числе на газе 5,0 млн кВт и на угле – 0,6 млн кВт. В большинстве случаев заказчик и инвестор по указанным ТЭС к настоящему времени не определены.

Перечень площадок для размещения в период до 2030 года новых ТЭС мощностью 500 МВт и выше, рекомендованных Генеральной схемой для базового и максимального вариантов электропотребления, представлен в таблице 2.2.2.3.2.

Таблица 2.2.2.3.2 – Перечень новых площадок для размещения ТЭС мощностью 500 МВт и выше, рекомендованных Генеральной схемой к сооружению в период до 2030 года для базового и максимального вариантов электропотребления

Электростанция	Базовый вариант		Максимальный вариант	
	Мощность, МВт, состав оборудования	Вид топлива	Мощность, МВт, состав оборудования	Вид топлива
1. Конденсационные электростанции				
1.1. ОЭС Северо-Запада				
Медвежьегорская ТЭС	1500 МВт, 3*ПГУ-500	газ	1980 МВт, 3*К-660-300	уголь
Новгородская ТЭС	1000 МВт, 2*ПГУ-500	газ	2000 МВт, 4*ПГУ-500	газ
1.2. ОЭС Центра				
Петровская ГРЭС	3200 МВт, 4*ПГУ-800	газ	4000 МВт, 5*К-800-300	уголь
Новая ТЭС в Тамбовской области	1000 МВт, 2*ПГУ-500	газ	1500 МВт, 3*ПГУ-500	газ
1.3. ОЭС Юга				
Камышинская ТЭС	2000 МВт, 4*ПГУ-500	газ	1980 МВт, 3*К-660-300	уголь
Новоростовская ТЭС	990 МВт, 3*К-330-240	уголь	990 МВт, 3*К-330-240	уголь
1.4. ОЭС Средней Волги				
Мордовская ТЭС	-	-	660 МВт, К-660-300	уголь
1.5. ОЭС Урала				
Кировская ТЭС	-	-	660 МВт, К-660-300	уголь
ТЭС в Оренбургской области	600 МВт, 3*ПГУ-200	газ попутный	600 МВт, 3*ПГУ-200	газ попутный
Вавожская ТЭС	-	-	2000 МВт, 4*ПГУ-500	газ
Демидовская ТЭС	2505 МВт, К-525-240, 3*К-660-300	уголь	1980 МВт, 3*К-660-300	уголь
Няганьская ГРЭС	1674 МВт, 4*ПГУ-420	газ	2674 МВт, 4*ПГУ-420, 2*ПГУ-500	газ
Северо-Сосьвинская ТЭС	660 МВт, 2*К-330-300	уголь	1320 МВт, 4*К-330-300	уголь
ПГУ в Тарко-Сале	600 МВт, 2*ПГУ-300	газ	1400 МВт, 2*ПГУ-300, 2*ПГУ-400	газ
Южноуральская ГРЭС-2	800 МВт, 2*ПГУ-400	газ	800 МВт, 2*ПГУ-400	газ
1.6. ОЭС Сибири				
Алтайская ТЭС	660 МВт, 2*К-330-300	уголь	660 МВт, 2*К-330-300	уголь
Ленская ТЭС (Усть-Кутская)	1200 МВт, 3*ПГУ-400	газ	1200 МВт, 3*ПГУ-400	газ
Бирюсинская ТЭС	-	-	990 МВт, 3*К-330-300	уголь

Электростанция	Базовый вариант		Максимальный вариант	
	Мощность, МВт, состав оборудования	Вид топлива	Мощность, МВт, состав оборудования	Вид топлива
Славинская ТЭС	525 МВт, К-525-240	уголь	525 МВт, К-525-240	уголь
Кузбасская ТЭС	1320 МВт, 2*К-660-300	уголь	1320 МВт, 2*К-660-300	уголь
Березовская ГРЭС-2	-	-	1320 МВт, 2*К-660-300	уголь
Барабинская ТЭС	-	-	2640 МВт, 4*К-660-300	уголь
2. Теплоэлектростанции				
2.1. ОЭС Северо-Запада				
Юго-Западная ТЭЦ	566 МВт, ПГУ(Т)-200, ПГУ(Т)-300, ГТ(Т)-66	газ	566 МВт, ПГУ(Т)-200, ПГУ(Т)-300, ГТ(Т)-66	газ
Василеостровская ТЭЦ	*	*	500 МВт, ПГУ(Т)-200, ПГУ(Т)-300	газ
Мурманская ТЭЦ-2	*	*	600 МВт, 3*ПГУ(Т)-200	газ
2.2. ОЭС Юга				
Анастасиевская ТЭС	525 МВт, 3*ПГУ-175(Т)	газ	700 МВт, 4*ПГУ-175(Т)	газ
Абинская ТЭС	*	*	540 МВт, 3*ПГУ-180(Т)	газ
Новороссийская ТЭС	*	*	600 МВт, 3*ПГУ-200(Т)	газ
2.3. ОЭС Средней Волги				
Нижегородская ТЭЦ	900 МВт, 2*ПГУ(Т)-450	газ	900 МВт, 2*ПГУ(Т)-450	газ
2.4. ОЭС Сибири				
Омская ТЭЦ-6	-	-	570 МВт, 2*Т-285-240	уголь
2.5. ОЭС Востока				
ТЭС Приморского нефтеперерабатывающего завода	670 МВт, ПГУ(Т)-230, ПГУ(Т)-440	газ	670 МВт, ПГУ(Т)-230, ПГУ(Т)-440	газ

* В базовом варианте мощность ТЭС не достигает 500 МВт

Кроме того, для обеспечения широкомасштабного экспорта электроэнергии в Китай в обоих вариантах электропотребления предусматривается целевое сооружение 5 новых КЭС на угле единичной мощностью свыше 500 МВт и суммарной мощностью 10,8 млн кВт: в ОЭС Сибири – Олон-Шибирской ТЭС, Татауровской ТЭС и Харанорской ТЭС-2, в ОЭС Востока – Ургальской ТЭС и Ерковецкой ТЭС. Участие этих ТЭС в покрытии внутреннего спроса на электроэнергию и мощность не предусматривается.

Перечень ТЭС мощностью 500 МВт и выше, рекомендуемых Генеральной схемой к вводу в период до 2030 года для базового и максимального вариантов электропотребления, а также перечень ТЭС мощностью до 500 МВт, учтенных при выполнении балансовых расчетов в рамках Генеральной схемы, представлены в Приложении В.

Исходя из реальных текущих финансовых возможностей и планируемых инвестиций на 2011-2013 годы, состояния строительно-монтажных работ на площадках, энергокомпаниями уточнены ожидаемые объемы вводов на ТЭС в 2010-2013 годы. Ожидаемый объем вводов на ТЭС в 2010 году составляет 3,0 млн кВт. В соответствии с инвестиционной программой на 2011-2013 годы к вводу на ТЭС в 2011 году энергокомпаниями заявляются 5,7 млн кВт, в 2012 году – 3,2 млн кВт и в 2013 году – 4,0 млн кВт.

2.2.2.4 Оценка масштабов развития распределенной генерации, включая электростанции на базе использования возобновляемых источников энергии

Повышение экономической и энергетической эффективности электроэнергетики, её надёжности требует оптимального сочетания развития крупных базисных электростанций с развитием распределенной генерации.

В целях определения потребности в крупных электростанциях в Генеральной схеме произведена оценка масштабов возможного развития распределенной генерации применительно к объединенным энергосистемам в период до 2030 года, ввод которой сократит потребность в строительстве традиционных электростанций.

В Генеральной схеме к распределенной генерации отнесены источники генерирующей мощности до 25 МВт, расположенные в непосредственной близости от потребителей и выдающие мощность в распределительную электрическую сеть напряжением 35 кВ и ниже. В качестве первичной энергии на них может использоваться как органическое топливо (главным образом, природный газ), так и возобновляемые источники энергии.

Развитие распределенной генерации на природном газе предполагает ввод когенерационных установок малой мощности (теплофикационные ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ малой мощностью, до 25 МВт).

Импульсом для их развития явилось появления высокоэффективных газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ и ПГУ) малой мощности – от единиц до одного-двух десятков МВт. Они отличаются высокой заводской готовностью, что позволяет значительно сократить продолжительность и стоимость их строительства и делает привлекательными для инвесторов.

Укрупненные оценки показывают, что потенциал развития распределенной генерации значителен: только замена неэкономичных устаревших котельных в городах и поселках создаст потребность во вводе около 120 млн кВт при средней единичной мощности 7—8 МВт. Кроме этого, применение малые ТЭЦ будут востребованы и для обеспечения прироста новых тепловых нагрузок. Однако освоение имеющегося потенциала развития распределенной генерации на базе когенерации может встретить значительные организационные трудности и потребует длительного времени.

Поэтому в Генеральной схеме принято постепенное наращивание мощности распределенной когенерации. До 2020 года масштабы развития распределенной генерации приняты по предложениям энергетических компаний, специализирующихся на этом направлении деятельности, и учитываются в объемах вводов на ТЭС. В период 2021—2025 годы предполагается, что вводы распределенных когенерационных установок будут составлять до 5 %, а в 2026—2030 годы – до 10 % от новых вводов на ТЭС (для максимального варианта). Для базового варианта приняты более низкие темпы ввода мощности распределенной генерации. Суммарно объем вводов распределенной генерации на базе когенерации в период до 2030 года оценен в размере 3,1 млн кВт в базовом варианте и 5,9 млн кВт в максимальном варианте. Оценка объемов вводов по ОЭС произведена пропорционально численности городского населения в регионах, где высока доля использования природного газа. Увеличение или сокращение реальных объемов вводов распределенных когенерационных источников в период до 2030 года потребует при прогнозируемых вариантах электропотребления соответствующего изменения объемов вводов крупных ТЭС.

В таблице 2.2.2.4.1 представлена оценка масштабов развития распределенной когенерации для максимального и базового вариантов электропотребления в период

2010-2030 годы, в таблице 2.2.2.4.2 – представлено распределение по объединенным энергосистемам.

Таблица 2.2.2.4.1 - Оценка масштабов развития распределенной когенерации для максимального и базового вариантов электропотребления в период 2010-2030 годы, млн кВт

Вариант электропотребления	2010-2015 годы	2016-2020 годы	2021-2025 годы	2026-2030 годы	2010-2030 годы
Базовый вариант	0,0 *	0,0 *	1,10	2,00	3,10
Максимальный вариант	0,0 *	0,0 *	2,01	3,89	5,90

* Учтены в объемах вводов на ТЭС

Таблица 2.2.2.4.2 - Оценка масштабов развития распределенной генерации на базе когенерации (вводы мощности) в базовом и максимальном варианте по объединенным энергосистемам в период до 2030 года, млн кВт

ОЭС	Базовый вариант	Максимальный вариант
ОЭС Северо-Запада	0,34	0,65
ОЭС Центра	1,06	2,04
ОЭС Юга	0,65	1,08
ОЭС Средней Волги	0,36	0,73
ОЭС Урала	0,60	1,23
ОЭС Сибири	0,00	0,00
ОЭС Востока	0,09	0,18
Централизованная зона электроснабжения – всего	3,10	5,90

В приложении В представлены оценки масштабов развития распределенной когенерации в период до 2030 года применительно к территориальным энергосистемам, учтенные в балансовых расчетах для базового и максимального вариантов Генеральной схемы при обосновании объемов ввода ТЭС мощностью 500 МВт и выше.

Ожидаемый объем вводов распределенных когенерационных установок в 2010 году составляет 0,2 млн кВт и учитывается в объемах вводов на ТЭС.

Вектор повышения энергоэффективности, задаваемый Президентом и Правительством Российской Федерации, определяет расширение масштабов использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) для обеспечения прогнозируемого спроса на электроэнергию.

Россия обладает значительным потенциалом ВИЭ и при условии осуществления мер государственной поддержки к 2030 году на базе ВИЭ может быть

обеспечена выработка электроэнергии в размере 80—100 млрд кВт.ч/год. Вместе с тем, недостаточно привлекательные для бизнеса технико-экономические показатели электростанций на базе ВИЭ сдерживают вложение инвестиций в эту сферу.

В этой связи Генеральной схемой в максимальном варианте спроса на электрическую энергию в зоне централизованного электроснабжения предусматривается ввести 14,3 млн кВт мощностей электростанций на базе ВИЭ, в базовом варианте - 6,0 млн кВт. Рекомендуемые Генеральной схемой объемы вводов электростанций на базе ВИЭ для базового и максимального вариантов электропотребления представлены в таблице 2.2.2.4.3.

Таблица 2.2.2.4.3 - Рекомендации по вводу генерирующих мощностей объектов на основе ВИЭ в период до 2030 года, млн кВт

	2010-2015 годы	2016-2020 годы	2021-2025 годы	2026-2030 годы	2010-2030 годы
	Базовый вариант				
МГЭС	0,05	0	0,32	1,30	1,66
Био-ТЭЦ	0	0	0,16	2,36	2,52
ГеоЭС	0,01	0	0,06	0,18	0,25
ВЭС и Ветро дизельные ЭС	0	0,26	0,1	1,25	1,61
ПЭС	0	0,01	0	0	0,01
Всего по России	0,06	0,27	0,64	5,08	6,05
	Максимальный вариант				
МГЭС	0,05	0	1,57	1,32	2,93
Био-ТЭЦ	0	0	1,87	2,07	3,95
ГеоЭС	0,01	0	0,06	0,35	0,42
ВЭС и Ветро дизельные ЭС	0	0,36	1,25	5,58	6,99
ПЭС	0	0,01	0	0	0,01
Всего по России	0,06	0,37	4,74	9,11	14,29

По видам ВИЭ как в максимальном, так и в базовом варианте по объемам ввода мощностей будут преобладать ветровые электростанции (ВЭС). При максимальном варианте за период 2010—2030 годы планируется ввести до 7,0 млн кВт генерирующих мощностей ВЭС. В базовом варианте за период 2010—2030 гг. планируется суммарный ввод мощностей в ветроэнергетике в объеме 1,6 млн кВт. Максимальные вводы ВЭС планируются в ОЭС Юга, ОЭС Северо-Запада и Средней Волги.

За период 2010—2030 годы в максимальном варианте предполагается ввести 3,9 млн кВт новых мощностей ТЭЦ на биомассе (био-ТЭЦ), в базовом варианте - 2,5 млн кВт. Максимальный ввод генерирующих мощностей био-ТЭЦ предполагается в ОЭС Северо-Запада (0,7 млн кВт в базовом варианте и 1,1 млн кВт – в

максимальном варианте), и ОЭС Центра (0,5 млн кВт – в базовом варианте и 0,9 млн кВт – в максимальном варианте).

В максимальном варианте за период 2010—2030 гг. предполагается ввести 2,9 млн кВт малых ГЭС, в базовом варианте развития – 1,7 млн кВт. Сооружение малых ГЭС планируется в ОЭС Юга и ОЭС Сибири – соответственно 0,7 и 2,2 млн кВт в максимальном варианте, 0,5 и 1,2 млн кВт – в базовом варианте.

Ввод геотермальных электростанций (ГеоЭС) предполагается в объеме 0,4 млн кВт – в максимальном варианте и 0,2 млн кВт – в базовом варианте за период 2010—2030 годы.

Также планируется как в максимальном, так и в базовом вариантах ввести приливную электростанцию (ПЭС) мощностью 12 МВт (Северная ПЭС) и солнечную электростанцию (СЭС) мощностью 1,5 МВт (Сочинская СЭС).

Предложенные объемы развития электростанций на базе использования ВИЭ в основном обеспечивают целевую установку по увеличению доли ВИЭ в балансе электрической энергии. Однако сооружение практически всех типов электростанций на базе ВИЭ требует развернутой государственной поддержки в части внедрения механизма частичной компенсации затрат инвесторов на сооружения данных типов электростанций, прямого государственного финансирования сооружения отдельных электростанций или иных форм поддержки. В связи с тем, что в настоящее время меры государственной поддержки ВИЭ находятся на стадии разработки, объемы развития электростанций на базе ВИЭ до 2020 года приняты по предложениям энергетических компаний, а за 2020 годом - исходя из целевых установок увеличения доли ВИЭ в структуре генерирующих мощностей электростанций. При увеличении масштабов развития ВИЭ потребуются сокращение объемов развития тепловой генерации на величину гарантированной мощности ВИЭ в момент прохождения максимума нагрузки. При этом выработка ВИЭ в балансе электроэнергии будет учитываться в полном объеме, что приведет к сокращению числа часов использования установленной мощности ТЭС.

Перечень ВИЭ, рекомендуемых Генеральной схемой к сооружению в период до 2030 года в базовом и максимальном вариантах, представлен в приложении В.

2.3 Характеристика балансовой ситуации при рекомендуемых вариантах развития генерирующих мощностей

Одним из основных индикаторов эффективного и надежного развития электроэнергетики являются балансы мощности и электроэнергии, отражающие соотношение потребности в мощности и электроэнергии с возможной величиной ее покрытия.

2.3.1 Характеристика балансов мощности

Балансы мощности в зоне централизованного электроснабжения России и ОЭС в 2015—2020—2025—2030 годы для базового и максимального уровней электропотребления, разработанные в рамках Генеральной схемы, приведены в таблице 2.3.1.1.

Анализ представленных в Генеральной схеме балансов мощности показывает, что реализация сформированных рекомендаций по развитию генерирующих мощностей (демонтажу и вводу генерирующего оборудования) позволит обеспечить покрытие прогнозируемой потребности в мощности в период до 2030 года в обоих вариантах электропотребления.

В 2015 году балансы мощности в обоих вариантах сохраняют существующий избыточный характер. В базовом варианте сверхнормативные избытки мощности составляют 17,5 млн кВт, в максимальном варианте – 12,9 млн кВт. В обоих вариантах избытки мощности в этот период сосредоточены главным образом в энергозонах Центра, Средней Волги и Урала, а также имеют место в энергозоне Востока и в изолированных энергосистемах Дальнего Востока. В то же время в отдельные годы в период до 2015 года прогнозируется собственный дефицит резерва мощности (без учета перетоков мощности из соседних ОЭС) в ОЭС Северо-Запада (до 0,7 млн кВт в базовом варианте и 0,9 млн кВт в максимальном варианте) и ОЭС Юга (до 0,6 млн кВт в базовом варианте и 1,1 млн кВт в максимальном варианте), величина которого не превышает пропускной способности внешних электрических связей этих энергообъединений и будет обеспечена из ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги. Баланс мощности ОЭС Сибири в 2010-2011 годы складывается с дефицитом до 0,9 млн кВт на собственный максимум нагрузки, покрытие которого обеспечивается из ЕЭС России, главным образом, через электрические связи с Казахстаном. Планируемое до 2015 года развитие генерирующих мощностей ОЭС

Сибири (восстановление Саяно-Шушенской ГЭС, сооружение Богучанской ГЭС и ввод мощности на ТЭС) позволит к 2015 году обеспечить бездефицитный баланс региона.

Вместе с тем в Генеральной схеме отмечается, что значительный состав объектов, предложенных энергокомпаниями для учета в Генеральной схеме с вводом в период до 2015 года, лишь отражает их инвестиционные намерения, но имеет высокие риски реализации в намечаемые сроки из-за недостаточной проектной и строительной готовности, усугубляемой отсутствием стабильных собственных финансовых ресурсов и возможностей привлечения заемных средств. Оценка ожидаемых итогов вводов генерирующих мощностей в 2010 году и заявляемых энергокомпаниями вводов в 2011-2013 годах в рамках формируемой инвестпрограммы на этот период служат дополнительным подтверждением: суммарный намечаемый объем вводов в этот период составляет 24,4 млн кВт при рекомендуемом Генеральной схемой 28,4 млн кВт. При этом в 2010 году ожидается ввод 4,3 млн кВт при учтенных в Генеральной схеме 8,6 млн кВт. В этой связи в период до 2015 года присутствует значительная вероятность того, что большая часть намечаемых компаниями вводов, прежде всего не обремененных обязательствами по договорам на предоставление мощности, будет перенесена на более поздние сроки. Однако для обеспечения требуемой потребности в мощности в 2015 году среднегодовой объем вводов в целом по России должен составлять не менее 4-5 млн кВт.

К 2020 году сверхнормативные избытки мощности значительно сокращаются и в период до 2030 года резервы мощности в зоне централизованного электроснабжения России и объединенных энергосистемах незначительно превышают нормативную величину.

Таблица 2.3.1.1 - Балансы мощности в зоне централизованного электроснабжения России и ОЭС в 2015-2020-2025-2030 годы

	Ед.изм.	Базовый вариант				Максимальный вариант			
		2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Россия - Зона централизованного электроснабжения - всего									
ПОТРЕБНОСТЬ	млн кВт	233,7	275,2	295,0	318,1	238,3	288,8	330,5	373,4
ПОКРЫТИЕ									
Установленная мощность, в т.ч.:	млн кВт	251,2	280,6	300,4	323,8	251,2	292,5	336,1	378,9
АЭС	млн кВт	30,9	36,4	44,5	50,5	30,9	38,7	50,3	57,4
ГЭС-ГАЭС	млн кВт	51,4	53,6	57,0	58,6	51,4	53,6	59,4	62,6
ТЭС	млн кВт	168,5	190	197,5	208,3	168,5	199,3	220,8	244,3
Возобновляемые ИЭ	млн кВт	0,5	0,8	1,4	6,4	0,5	0,8	5,6	14,7
ИТОГО покрытие	млн кВт	251,2	280,6	300,4	323,8	251,2	292,5	336,1	378,9
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	17,5	5,4	5,4	5,6	12,9	3,7	5,7	5,5
Импорт мощности	млн кВт	0	0	0	0	0	0	0	0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	17,5	5,4	5,4	5,6	12,9	3,7	5,7	5,5
Фактический резерв мощности	млн кВт	45,7	37,5	40,5	43,9	41,8	38,0	45,4	50,7
То же в %	%	27,0	19,4	19,1	18,9	24,0	18,3	18,8	18,4
ОЭС Северо-Запада									
ПОТРЕБНОСТЬ	млн кВт	24,4	29,6	31,4	34,2	24,8	31,3	35,6	40,2
ПОКРЫТИЕ									
Установленная мощность, в т.ч.:	млн кВт	24,6	29,7	31,6	34,4	24,6	31,2	35,7	40,5
АЭС	млн кВт	6,9	9,8	10,0	9,3	6,9	11,0	10,0	9,3
ГЭС-ГАЭС	млн кВт	2,9	4,1	4,5	4,5	2,9	4,1	4,5	4,5
ТЭС	млн кВт	14,7	15,6	16,9	19,1	14,7	15,9	20,0	23,8
Возобновляемые ИЭ	млн кВт	0,1	0,1	0,2	1,6	0,1	0,2	1,2	2,9

	Ед.изм.	Базовый вариант				Максимальный вариант			
		2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
ИТОГО покрытие	млн кВт	24,6	29,7	31,6	34,4	24,6	31,2	35,7	40,5
Собственный									
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	0,2	0,1	0,2	0,3	-0,2	-0,1	0,1	0,3
Импорт мощности	млн кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение из ОЭС Центра	млн кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	0,2	0,1	0,2	0,3	0,0	0,0	0,1	0,3
Фактический резерв мощности	млн кВт	3,8	4,2	4,7	5,2	3,7	4,4	5,1	6,0
То же в %	%	24,4	23,2	23,7	23,8	23,3	22,4	22,6	22,9
ОЭС Центра									
ПОТРЕБНОСТЬ	млн кВт	51,4	58,6	64,0	70,7	52,4	62,7	73,9	82,0
ПОКРЫТИЕ									
Установленная мощность, в т.ч.:	млн кВт	58,2	59,0	64,3	70,7	58,2	62,8	74,2	82,0
АЭС	млн кВт	15,2	14,4	17,1	19,0	15,2	15,5	20,6	22,5
ГЭС-ГАЭС	млн кВт	2,7	2,7	3,2	3,2	2,7	2,7	4,5	5,8
ТЭС	млн кВт	40,2	41,9	43,9	47,9	40,2	44,5	48,6	52,7
Возобновляемые ИЭ	млн кВт	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,5	1,0
ИТОГО покрытие	млн кВт	58,2	59,0	64,3	70,7	58,2	62,8	74,2	82,0
Собственный									
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	6,7	0,4	0,2	0,0	5,7	0,1	0,3	0,0
Импорт мощности	млн кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Передача мощности в ОЭС Северо-Запада	млн кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0
Передача мощности в ОЭС Средней Волги	млн кВт	1,0	0,4	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	5,7	0,0	0,2	0,0	4,6	0,0	0,3	0,0
Фактический резерв мощности	млн кВт	12,6	7,9	8,9	9,5	11,6	8,4	10,1	11,2
То же в %	%	31,4	16,9	17,2	16,7	28,2	16,7	17,1	16,8
ОЭС Средней Волги									
ПОТРЕБНОСТЬ	млн кВт	24,6	28,4	30,2	30,6	24,9	29,6	32,0	36,4

	Ед.изм.	Базовый вариант				Максимальный вариант			
		2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
ПОКРЫТИЕ									
Установленная мощность, в т.ч.:	млн кВт	26,5	29,1	30,4	30,8	26,5	29,7	32,7	36,8
АЭС	млн кВт	4,1	5,2	7,5	7,7	4,1	5,2	8,7	10,0
ГЭС	млн кВт	6,9	7,0	7,0	7,1	6,9	7,0	7,0	7,1
ТЭС	млн кВт	15,6	16,9	15,9	15,9	15,6	17,5	16,8	18,0
Возобновляемые ИЭ	млн кВт	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	1,8
ИТОГО покрытие	млн кВт	26,5	29,1	30,4	30,8	26,5	29,7	32,7	36,8
Собственный									
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	1,9	0,8	0,2	0,2	1,6	0,1	0,7	0,4
Импорт мощности	млн кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности из ОЭС Центра	млн кВт	1,0	0,4	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	2,9	1,2	0,2	0,2	2,6	0,1	0,7	0,4
Фактический резерв мощности	млн кВт	5,3	3,9	3,2	3,5	5,0	3,0	4,0	4,3
То же в %	%	28,6	18,7	14,3	14,2	26,6	13,5	16,0	15,0
ОЭС Юга									
ПОТРЕБНОСТЬ	млн кВт	20,5	24,1	26,3	30,0	21,2	24,6	29,3	35,3
ПОКРЫТИЕ									
Установленная мощность, в т.ч.:	млн кВт	21,3	24,6	26,6	30,4	21,3	25,0	29,5	35,5
АЭС	млн кВт	3,1	4,2	4,2	4,2	3,1	4,2	4,2	4,2
ГЭС-ГАЭС	млн кВт	6,1	6,4	6,6	7,3	6,1	6,5	7,2	7,8
ТЭС	млн кВт	11,9	13,6	15,2	17,1	11,9	13,9	16,5	18,9
Возобновляемые ИЭ	млн кВт	0,2	0,4	0,7	1,8	0,2	0,4	1,5	4,7
ИТОГО покрытие	млн кВт	21,3	24,6	26,6	30,4	21,3	25,0	29,5	35,5
Собственный									
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	0,8	0,5	0,4	0,4	0,1	0,4	0,2	0,2
Импорт мощности	млн кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	0,8	0,5	0,4	0,4	0,1	0,4	0,2	0,2
Фактический резерв мощности	млн кВт	2,9	3,0	3,1	3,3	2,3	3,0	3,2	3,7

	Ед.изм.	Базовый вариант				Максимальный вариант			
		2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
То же в %	%	19,4	16,8	15,3	14,7	14,4	16,4	15,0	14,8
ОЭС Урала									
ПОТРЕБНОСТЬ	млн кВт	50,0	54,5	58,3	62,6	50,6	56,9	65,7	75,1
ПОКРЫТИЕ									
Установленная мощность, в т.ч.:	млн кВт	53,0	54,8	58,5	62,8	53,0	57,2	65,8	75,1
АЭС	млн кВт	1,5	1,5	3,3	6,8	1,5	1,5	3,3	6,8
ГЭС	млн кВт	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
ТЭС	млн кВт	49,6	51,4	53,4	53,9	49,6	53,9	60,4	65,5
Возобновляемые ИЭ	млн кВт	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3	1,0
ИТОГО покрытие	млн кВт	53,0	54,8	58,5	62,8	53,0	57,2	65,8	75,1
Собственный									
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	2,9	0,2	0,3	0,3	2,4	0,3	0,1	0,0
Импорт мощности	млн кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Передача мощности в ОЭС Сибири	млн кВт	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	2,7	0,2	0,3	0,3	2,2	0,3	0,1	0,0
Фактический резерв мощности	млн кВт	9,6	8,1	9,0	9,8	9,2	8,8	9,9	11,2
То же в %	%	25,6	19,0	19,2	19,4	24,2	19,2	18,6	18,4
ОЭС Сибири									
ПОТРЕБНОСТЬ	млн кВт	48,5	60,3	63,6	67,2	49,9	62,8	70,5	78,3
ПОКРЫТИЕ									
Установленная мощность, в т.ч.:	млн кВт	52,1	62,8	67,3	70,7	52,1	65,2	74,3	81,8
АЭС	млн кВт	0,0	1,2	2,3	2,3	0,0	1,2	2,3	2,3
ГЭС	млн кВт	25,3	25,3	27,3	27,8	25,3	25,3	27,5	27,8
ТЭС	млн кВт	26,8	36,3	37,5	39,1	26,8	38,7	43,1	48,9
Возобновляемые ИЭ	млн кВт	0,0	0,0	0,3	1,5	0,0	0,0	1,4	2,7
ИТОГО покрытие	млн кВт	52,1	62,8	67,3	70,7	52,1	65,2	74,3	81,8
Собственный									
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	3,6	2,5	3,7	3,5	2,1	2,4	3,8	3,5

	Ед.изм.	Базовый вариант				Максимальный вариант			
		2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Импорт мощности	млн кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности из ОЭС Урала	млн кВт	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	3,8	2,5	3,7	3,5	2,3	2,4	3,8	3,5
Фактический резерв мощности	млн кВт	8,1	7,2	8,8	9,0	6,8	7,5	9,7	10,3
То же в %	%	23,5	19,3	21,6	20,5	19,1	18,4	20,7	19,1
ОЭС Востока *									
ПОТРЕБНОСТЬ	млн кВт	9,5	14,7	15,8	17,1	9,6	15,7	17,5	19,8
ПОКРЫТИЕ									
Установленная мощность, в т.ч.:	млн кВт	10,0	15,0	15,8	17,8	10,0	15,8	17,8	20,3
АЭС	млн кВт	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	1,2	2,3
ГЭС	млн кВт	3,3	3,7	4,1	4,4	3,3	3,7	4,4	5,3
ТЭС	млн кВт	6,6	11,3	11,7	12,1	6,6	12,1	12,1	12,5
Возобновляемые ИЭ	млн кВт	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2
ИТОГО покрытие	млн кВт	10,0	15,0	15,8	17,8	10,0	15,8	17,8	20,3
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	0,4	0,3	0,1	0,6	0,4	0,0	0,3	0,5
Импорт мощности	млн кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Передача мощности в западный энергорайон Якутии	млн кВт	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	0,4	0,3	0,0	0,6	0,4	0,0	0,2	0,5
Фактический резерв мощности	млн кВт	1,7	1,8	1,7	2,5	1,7	1,7	2,1	2,7
То же в %	%	29,2	27,0	22,0	29,5	27,9	22,3	24,0	26,5
Изолированные энергосистемы Дальнего Востока *									
ПОТРЕБНОСТЬ	млн кВт	4,7	5,0	5,4	5,7	4,8	5,2	5,8	6,3
ПОКРЫТИЕ									
Установленная мощность, в т.ч.:	млн кВт	5,6	5,6	5,8	6,2	5,6	5,6	6,1	6,9
АЭС	млн кВт	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1

	Ед.изм.	Базовый вариант				Максимальный вариант			
		2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
ГЭС-ГАЭС	млн кВт	2,4	2,5	2,5	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5
ТЭС	млн кВт	3,1	2,9	3,0	3,2	3,1	2,9	3,3	3,9
Возобновляемые ИЭ	млн кВт	0,1	0,1	0,2	0,3	0,1	0,1	0,2	0,4
ИТОГО покрытие	млн кВт	5,6	5,6	5,8	6,2	5,6	5,6	6,1	6,9
Собственный									
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	1,0	0,6	0,4	0,4	0,9	0,4	0,3	0,6
Получение мощности из ОЭС Востока в западный энергорайон Якутии	млн кВт	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	млн кВт	1,0	0,6	0,5	0,4	0,9	0,5	0,4	0,6
Фактический резерв мощности	млн кВт	1,7	1,3	1,2	1,2	1,6	1,1	1,2	1,3
То же в %	%	66,3	43,4	35,0	30,9	57,9	34,4	29,8	29,5

* На собственный максимум нагрузки

2.3.2 Характеристика балансов электроэнергии

Объем необходимого производства электроэнергии в целом по России определяется внутренним электропотреблением и сальдовым значением экспорта-импорта электроэнергии. В зоне централизованного электроснабжения России производство электроэнергии в отчетном 2009 году составило 969 млрд кВт.ч, в 2020 году объем производства электроэнергии должен увеличиться в зависимости от варианта электропотребления до 1364—1460 млрд кВт.ч и в 2030 году – до 1627—1923 млрд кВт.ч. В 2020 году прирост необходимого объема производства электроэнергии по сравнению с 2009 годом в базовом варианте составит 395 млрд кВт.ч, в максимальном варианте - 491 млрд кВт.ч. При этом рост экспортной составляющей (сальдо) оценивается за период 2010—2020 годы в размере 90 млрд кВт.ч (с 14,3 млрд кВт.ч в 2009 году до 104,3 млрд кВт.ч – в 2020 году).

К 2030 году прирост необходимого объема производства электроэнергии в зоне централизованного электроснабжения России составит за 10-летие (2021—2030 годы) 263 млрд кВт.ч в базовом варианте и 463 млрд кВт.ч - в максимальном. При этом рост экспортной составляющей оценивается за период 2021—2030 годы в размере 2 млрд кВт.ч (в 2030 году – 106,3 млрд кВт.ч).

Сводные балансы электроэнергии в зоне централизованного электроснабжения России и в ОЭС на 2015-2020-2025-2030 годы для базового и максимального вариантов электропотребления, разработанные в рамках Генеральной схемы, представлены в таблице 2.3.2.1.

Выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях учтена среднемноголетней величиной. Для ОЭС Сибири и ОЭС Востока, имеющих в структуре генерирующих мощностей большую долю ГЭС, выполнен также расчет на маловодные условия. Сокращение выработки электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири и ОЭС Востока вследствие маловодных условий требует увеличения выработки на ТЭС. В 2015 году потребность в дополнительной выработке на ТЭС составляет 13 млрд кВт.ч в ОЭС Сибири и 2,7 млрд кВт.ч - в ОЭС Востока. В 2030 году дополнительная потребность в выработке на ТЭС составляет 14,5 млрд кВт.ч в ОЭС Сибири и 3,2-3,8 млрд кВт.ч – в ОЭС Востока.

Выработка электроэнергии на атомных электростанциях в Генеральной схеме учтена их базисной загрузкой в течение 7000-7500 часов/год для новых АЭС (порядка 3500 часов/год - в первый год эксплуатации). На действующих АЭС при определении выработки электроэнергии учтены графики ремонтов энергоблоков АЭС и коэффициенты на неплановое снижение мощности, зависящие от типа энергоблока.

Баланс электроэнергии в целом в зоне централизованного электроснабжения России в 2015 году характеризуется выработкой ТЭС (с учетом распределенных когенерационных установок), определяемой нагрузкой располагаемой мощности ТЭС в течение 4600-4700 часов/год. При этом в ОЭС Северо-Запада и ОЭС Центра число часов использования располагаемой мощности ТЭС будет составлять порядка 3800-4000 часов/год, в ОЭС Юга и ОЭС Средней Волги – 4200-5000 часов/год, в ОЭС Урала и ОЭС Сибири – 5000-5600 часов/год, ОЭС Востока – около 4300 часов/год.

В последующий период с ростом потребности в электроэнергии и снижением избытков мощности в балансах энергообъединений нагрузка ТЭС увеличится, и число часов использования располагаемой мощности ТЭС в обоих вариантах электропотребления возрастет примерно до 5200 часов/год в среднем по зоне централизованного электроснабжения России. При этом в ОЭС Северо-Запада оно будет составлять 4000-4700 часов/год, в ОЭС Центра – 4600-4800 часов/год, в ОЭС Средней Волги – 4500-5200 часов/год, в ОЭС Урала – 5700-5900 часов/год, в ОЭС Сибири – 5400-5600 часов/год. В ОЭС Востока в базовом варианте число часов использования располагаемой мощности ТЭС составит около 4800-5000 часов/год, в максимальном варианте к 2030 году число часов использования располагаемой мощности ТЭС сократится до 4000 часов/год в связи с намечаемым вводом мощности на Приморской АЭС и Канкунской ГЭС.

Таблица 2.3.2.1 - Баланс электроэнергии в зоне централизованного электроснабжения России и ОЭС на 2015-2020-2025-2030 годы, млрд кВт.ч

Наименование показателей	2009 год факт	Базовый вариант				Максимальный вариант			
		2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Россия - Зона централизованного электроснабжения									
Электропотребление	951,8	1098,3	1253,4	1379,8	1511,8	1120,7	1349,9	1570,7	1802,6
Заряд ГАЭС	2,6	4,2	6,2	8,4	8,4	4,2	6,2	11,2	14,0
Экспорт	27,5	36,6	104,3	106,3	106,3	36,6	104,3	106,3	106,3
Импорт	13,2								
Потребность - итого	968,7	1139,1	1364,0	1494,5	1626,6	1161,6	1460,4	1688,2	1923,0
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	968,7	1139,1	1364,0	1494,5	1626,6	1161,6	1460,4	1688,2	1923,0
ГЭС-ГАЭС	170,2	188,3	192,5	206,2	212,7	188,7	193,1	213,7	225,3
АЭС	163,7	210,8	250,0	302,9	370,5	210,8	267,7	337,6	426,6
ТЭС	633,2	738,1	918,9	980,2	1018,2	760,2	997,0	1116,0	1220,0
ВИЭ	1,6	1,9	2,5	5,2	25,2	1,9	2,7	20,9	51,1
ОЭС Северо-Запада									
Электропотребление	88,3	99,1	114,8	125,1	137,0	100,1	124,6	144,9	167,2
Заряд ГАЭС			2,0	3,2	3,2		2,0	3,2	3,2
Экспорт	13,6	17,1	28,4	30,4	30,4	17,1	28,4	30,4	30,4
Импорт	2,4								
Передача внутри Российской Федерации		2,0				2,0			
Получение внутри Российской Федерации	2,0								
Потребность - итого	97,6	118,2	145,2	158,7	170,6	119,2	155,0	178,5	200,8
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	97,6	118,2	145,2	158,7	170,6	119,2	155,0	178,5	200,8

Наименование показателей	2009 год факт	Базовый вариант				Максимальный вариант			
		2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
ГЭС-ГАЭС	13,6	11,9	13,3	14,3	14,3	11,9	13,3	14,3	14,3
АЭС	36,4	50,6	70,3	70,7	66,2	50,6	79,3	71,1	66,7
ТЭС	47,2	55,4	61,2	73,2	84,9	56,3	61,8	89,7	110,3
Возобновляемые источники энергии	0,4	0,3	0,3	0,6	5,3	0,3	0,6	3,5	9,6
ОЭС Центра									
Электропотребление	209,1	238,7	279,3	312,1	347,3	242,8	303,2	354,7	402,1
Заряд ГАЭС	2,6	4,0	4,0	5,0	5,0	4,0	4,0	7,8	10,6
Экспорт	8,6	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Импорт									
Передача внутри Российской Федерации	4,9	5,0	3,0			5,0	3,0		
Получение внутри Российской Федерации	0,5	2,0				2,0			
Потребность - итого	224,7	257,4	298,0	328,9	364,0	261,5	322,0	374,3	424,4
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	224,7	257,4	298,0	328,9	364,0	261,5	322,0	374,3	424,4
ГЭС-ГАЭС	4,1	4,4	4,4	5,1	5,1	4,4	4,4	7,1	9,1
АЭС	83,1	103,9	104,6	117,5	138,7	103,9	108,9	134,6	168,7
ТЭС	137,5	149,1	189,1	206,3	217,8	153,3	208,7	230,2	242,5
Возобновляемые источники энергии	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0	0,0	2,4	4,2
ОЭС Средней Волги									
Электропотребление	99,3	116,2	130,7	142,6	155,4	117,6	139,0	160,7	183,8
Заряд ГАЭС									
Экспорт	0,2								
Импорт									
Передача внутри Российской Федерации	13,0								
Получение внутри Российской Федерации	2,7	5,0	3,0			5,0	3,0		
Потребность - итого	109,9	111,2	127,7	142,6	155,4	112,6	136,0	160,7	183,8

Наименование показателей	2009 год факт	Базовый вариант				Максимальный вариант			
		2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	109,9	111,2	127,7	142,6	155,4	112,6	136,0	160,7	183,8
ГЭС	22,7	19,9	19,9	19,9	22,3	19,9	19,9	19,9	22,3
АЭС	31,7	30,2	30,2	47,3	60,7	30,2	30,2	55,9	77,8
ТЭС	55,4	61,0	77,6	75,4	71,4	62,5	85,9	83,9	78,3
Возобновляемые источники энергии					1,0			1,0	5,4
ОЭС Юга									
Электропотребление	78,1	91,7	108,7	123,0	138,6	95,9	113,1	132,0	154,1
Заряд ГАЭС		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Экспорт	0,1	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Импорт	5,1								
Передача внутри Российской Федерации	0,5								
Получение внутри Российской Федерации	4,3								
Потребность - итого	69,2	93,6	110,7	124,9	140,5	97,8	115,0	133,9	156,1
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	69,2	93,6	110,7	124,9	140,5	97,8	115,0	133,9	156,1
ГЭС-ГАЭС	20,0	20,9	21,6	22,3	24,3	20,9	21,7	23,9	25,8
АЭС	8,3	18,7	34,0	33,7	33,7	18,7	34,0	33,7	33,7
ТЭС	40,2	53,2	53,8	66,7	76,1	57,4	58,1	71,3	82,5
Возобновляемые источники энергии	0,7	0,7	1,3	2,2	6,3	0,7	1,3	4,9	14,1
ОЭС Урала									
Электропотребление	236,2	266,8	304,4	332,7	358,8	268,5	324,5	379,4	436,4
Заряд ГАЭС									
Экспорт	4,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Импорт									
Передача внутри Российской Федерации	1,8	1,0				1,5			
Получение внутри Российской	8,9								

Наименование показателей	2009 год факт	Базовый вариант				Максимальный вариант			
		2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Федерации									
Потребность - итого	233,0	268,2	304,8	333,2	359,3	270,5	324,9	379,9	436,8
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	233,0	268,2	304,8	333,2	359,3	270,5	324,9	379,9	436,8
ГЭС	5,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
АЭС	4,0	7,1	10,6	20,5	49,4	7,1	10,6	20,5	45,1
ТЭС	223,1	256,3	289,4	307,8	303,7	258,5	309,5	353,2	383,5
Возобновляемые источники энергии	0,0	0,1	0,1	0,1	1,3	0,1	0,1	1,3	3,5
ОЭС Сибири *									
Электропотребление	200,9	238,1	259,9	281,6	304,9	246,9	283,0	325,3	373,7
Заряд ГАЭС									
Экспорт	0,2	0,2	38,6	38,6	38,6	0,2	38,6	38,6	38,6
Импорт	5,7								
Получение внутри Российской Федерации	1,9	1,0				1,5			
Потребность - итого	193,4	237,3	298,4	320,2	343,5	245,6	321,5	363,9	412,2
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	193,4	237,3	298,4	320,2	343,5	245,6	321,5	363,9	412,2
ГЭС	89,0	108,8	108,8	117,7	119,4	108,8	108,8	118,7	119,9
АЭС				12,8	17,1		4,3	17,1	17,1
ТЭС	104,4	128,5	189,6	188,6	200,8	136,8	208,4	222,1	263,8
Возобновляемые источники энергии		0,0	0,0	1,1	6,2	0,0	0,0	6,0	11,4
ОЭС Сибири **									
Электропотребление	200,9	238,1	259,9	281,6	304,9	246,9	283,0	325,3	373,7
Заряд ГАЭС									
Экспорт	0,2	0,2	38,6	38,6	38,6	0,2	38,6	38,6	38,6
Импорт	5,7								
Получение внутри Российской Федерации	1,9	1,0				1,5			

Наименование показателей	2009 год факт	Базовый вариант				Максимальный вариант			
		2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Потребность - итого	193,4	237,3	298,4	320,2	343,5	245,6	321,5	363,9	412,2
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	193,4	237,3	298,4	320,2	343,5	245,6	321,5	363,9	412,2
ГЭС	89,0	95,9	95,9	103,3	105,0	95,9	95,9	104,2	105,4
АЭС				12,8	17,1		4,3	17,1	17,1
ТЭС	104,4	141,4	202,5	203,0	215,2	149,7	221,3	236,6	278,3
Возобновляемые источники энергии		0,0	0,0	1,1	6,2	0,0	0,0	6,0	11,4
ОЭС Востока *									
Электропотребление	28,2	33,6	38,7	43,4	48,4	34,0	44,1	51,4	59,8
Заряд ГАЭС									
Экспорт	0,9	5,4	23,4	23,4	23,4	5,4	23,4	23,4	23,4
Импорт									
Передача внутри Российской Федерации	0,2		0,8	1,2			0,9	1,3	
Потребность - итого	29,3	39,0	62,9	68,0	71,8	39,4	68,4	76,1	83,2
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	29,3	39,0	62,9	68,0	71,8	39,4	68,4	76,1	83,2
ГЭС	10,3	12,0	13,7	15,6	15,6	12,0	13,7	17,6	21,3
АЭС					4,3			4,3	17,1
ТЭС	18,9	27,0	49,2	52,2	51,3	27,4	54,7	53,7	44,0
Возобновляемые источники энергии			0,1	0,1	0,6		0,1	0,6	0,8
ОЭС Востока **									
Электропотребление	28,2	33,6	38,7	43,4	48,4	34,0	44,1	51,4	59,8
Заряд ГАЭС									
Экспорт	0,9	5,4	23,4	23,4	23,4	5,4	23,4	23,4	23,4
Импорт									
Передача внутри Российской Федерации	0,2		0,8	1,2			0,9	1,3	
Потребность - итого	29,3	39,0	62,9	68,0	71,8	39,4	68,4	76,1	83,2

Наименование показателей	2009 год факт	Базовый вариант				Максимальный вариант			
		2015 год	2020 год	2025 год	2030 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	29,3	39,0	62,9	68,0	71,8	39,4	68,4	76,1	83,2
ГЭС	10,3	9,3	10,8	12,4	12,4	9,3	10,8	14,4	17,5
АЭС					4,3			4,3	17,1
ТЭС	18,9	29,6	52,0	55,4	54,5	30,0	57,5	56,9	47,8
Возобновляемые источники энергии			0,1	0,1	0,6		0,1	0,6	0,8
Изолированные энергосистемы Дальнего Востока									
Электропотребление	11,6	14,2	16,9	19,3	21,5	15,0	18,4	22,2	25,7
Заряд ГАЭС									
Экспорт									
Импорт									
Получение внутри Российской Федерации			0,8	1,2			0,9	1,3	
Потребность - итого	11,6	14,2	16,1	18,1	21,5	15,0	17,5	20,9	25,7
Производство электроэнергии – всего, в т.ч.:	11,6	14,2	16,1	18,1	21,5	15,0	17,5	20,9	25,7
ГЭС	4,6	5,6	6,1	6,5	7,0	6,0	6,6	7,3	7,7
АЭС	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4
ТЭС	6,3	7,6	9,1	10,1	12,2	8,0	9,9	12,0	15,3
Возобновляемые источники энергии	0,4	0,7	0,7	1,1	1,9	0,7	0,7	1,2	2,2

* На среднеголетние условия водности

** На условия маловодного года

2.4 Рекомендации по развитию электросетевых объектов

В основу перспективного развития электрических сетей России должны быть положены следующие основные принципы, определенные проектом Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 года, которая была в основном одобрена на заседании Правительства Российской Федерации и в настоящее время находится в Правительстве Российской Федерации на утверждении. К ним относятся:

- схема основной электрической сети ЕЭС России должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и обеспечить возможность приспособливаться к изменению условий роста нагрузки и развития электростанций;
- схемы выдачи мощности крупных электростанций в нормальных режимах работы энергосистемы должны обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности электростанции без применения устройств противоаварийной автоматики, как в полной схеме сети, так и при отключении любой из отходящей линии на всех этапах сооружения электростанции (принцип “N-1”). Для АЭС указанное условие должно выполняться как в нормальных режимах, так и в ремонтных режимах работы энергосистемы (принцип “N-2”);
- управляемость основной электрической сети должна обеспечиваться за счет использования устройств FACTS: статических компенсаторов (СТАТКОМ, СТК), управляемых и неуправляемых устройств продольной компенсации (УУПК и УПК), управляемых шунтирующих реакторов (УШР), вставок несинхронной связи (ВНС), в том числе и вставок постоянного тока (ВПТ), электромеханических преобразователей, фазоповоротных устройств (ФПУ) и других;
- схема и параметры распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки, с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при полной схеме сети и при отключении одной ВЛ или трансформатора (принцип “N-1” для потребителей).

- схема основной электрической сети должна соответствовать требованиям охраны окружающей среды, главным образом уменьшению площади подлежащих изъятию для нового строительства земельных угодий и общей площади охранных зон линий электропередачи, в которых ограничивается хозяйственная деятельность и пребывание людей.

В настоящее время разрабатывается новая современная технологическая платформа Единой энергетической системы России – интеллектуальная активно–адаптивная сеть, которая позволит обеспечить надежность связи генерации и потребителей с повышением качества услуг. Сеть ЕНЭС должна развиваться в направлении перехода к активно–адаптивной сети за счет:

- системной установки в сети активных технических средств, дающих эффект при развитии энергосистемы в целом;
- применения новых информационно – технологических систем;
- применения быстродействующих программ для оценки состояния и управления в режиме on-line и off- line, в т.ч. электропотреблением;
- применения адаптивной системы централизованного и местного управления в нормальных и аварийных режимах.

Балансовые требования к развитию электросетевых объектов на период до 2030 года включают:

- минимизацию ограничений на прием и выдачу мощности в отдельных энергосистемах и узлах,
- приведение параметров электросетевых объектов к нормативным требованиям по надежности электроснабжения потребителей;
- снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, обеспечивающих сокращение издержек электросетевых компаний;
- развитие электрических связей между основными энергозонами для обеспечения балансовых перетоков мощности и реализации межсистемных эффектов от совместной работы ОЭС в составе ЕЭС России.

Для минимизации сетевых ограничений на прием и выдачу мощности в отдельных энергозонах и энергоузлах, существующих в настоящее время и возможных в перспективе, необходим своевременный ввод электросетевых объектов, обеспечивающих:

- выдачу «запертой» мощности, если это экономически эффективно (выдачу «запертой» электроэнергии Кольской АЭС, запертой мощности Кольской и Карельской энергосистем, Печорской ГРЭС, Саяно-Шушенской ГЭС (после ее восстановления), Зейской ГЭС);
- надежное электроснабжение регионов, в которых прогнозируются высокие темпы роста спроса на электроэнергию (г. Москвы и Московской области, г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области Тюменской, Кубанской и Приморской энергосистем и других регионов);
- надежное электроснабжение дефицитных энергоузлов (Котласского энергоузла Архангельской энергосистемы, Карельской энергосистемы, Белгородского энергоузла, Крымско-Новороссийского и Сочинского энергоузлов Кубанской энергосистемы, Казанского района Татарской энергосистемы, Саратовского и Самарского энергоузлов, юга Кузбасской энергосистемы, юга Приморского края и др.);
- приведение схем выдачи мощности атомных электростанций к нормативным требованиям по надежности (Ленинградской, Нововоронежской и Балаковской АЭС).

Для предотвращения появления новых сетевых ограничений в перспективный период необходим своевременный ввод электросетевых объектов, обеспечивающих:

- выдачу мощности новых и расширяемых электростанций, намечаемых к сооружению генерирующими компаниями, Корпорацией «Росэнергоатом» и независимыми производителями энергии;
- надежное электроснабжение новых потребителей в соответствии с прогнозируемыми темпами спроса на электроэнергию;
- экспортные поставки мощности и электроэнергии в соответствии с прогнозируемыми направлениями и объемами;
- усиление межсистемных сечений.

Требования к пропускной способности межсистемных электрических связей должны соответствовать Методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем, утвержденными Минэнерго России приказом от 30.06.2003 № 281.

Пропускная способность системообразующих связей ЕЭС России в сечениях между ОЭС в этих Методических рекомендациях определяется по максимальным

перетокам мощности, которые обусловлены балансовыми перетоками мощности между ОЭС и перетоками взаиморезервирования.

Перетоки взаиморезервирования обусловлены сокращением расчетного оперативного резерва энергосистем при их совместной работе в ЕЭС России. Эти перетоки позволяют без снижения нормативов надежности уменьшить в каждой ОЭС потребность в оперативном резерве по сравнению с тем резервом, который был бы необходим при их изолированной работе. При аварийной ситуации в каждой ОЭС недостающая мощность может поступать по межсистемным электрическим связям из других ОЭС. Для реализации этого межсистемного эффекта основная электрическая сеть ЕЭС России должна иметь дополнительную (по сравнению с балансовыми перетоками) пропускную способность.

Для обеспечения требуемой пропускной способности межсистемных связей в период до 2020 года потребуются дополнительное усиление межсистемного сечения: Центр – Северо-Запад; Средняя Волга – Урал и Урал – Сибирь. Пропускная способность остальных межсистемных сечений ЕЭС России удовлетворяет требованиям до 2020 года без дополнительного усиления.

3 ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Современное состояние электроэнергетики России характеризуется значительным технологическим отставанием от достигнутых в мире результатов, существенно снижающим технический уровень и эффективность отрасли.

Главной целью развития электроэнергетики на временном интервале до 2030 года является ликвидация этого отставания, что потребует проведения интенсивной системной работы государства и бизнеса при реализации на инновационной и инвестиционной основе Энергетической стратегии и Генеральной схемы.

Основными задачами инновационного развития в прогнозируемый период являются:

- формирование и разработка технологических платформ, создание в сжатые сроки новейших технологий и оборудования, обеспечение условий для долгосрочного инновационного развития и модернизации электроэнергетики и вывод отрасли к концу периода на передовой мировой уровень;
- существенное повышение технического уровня электроэнергетики, совершенствование структуры производства, транспорта и распределения электрической и тепловой энергии, улучшение показателей энергоэффективности в генерации, электрических и тепловых сетях;
- максимальное снижение экологического воздействия электроэнергетики на окружающую среду и климат планеты, развитие и широкое вовлечение в производство возобновляемых источников энергии, утилизация отходов производства и потребления электроэнергии и тепла;
- создание и широкое применение интеллектуальных (Smart) систем в генерации, электрических сетях, диспетчерско-технологическом управлении и теплоснабжении. Повышение на этой основе надёжности и эффективности энергоснабжения потребителей;
- создание условий для развития отечественного энергомашиностроения и электроаппаратостроения с целью сокращения импорта и полного обеспечения потребности электроэнергетики в новом оборудовании и технологиях.

Государственная техническая политика в электроэнергетике формируется Минэнерго России, Минобрнауки России, Федеральным агентством по науке и инновациям, другими министерствами и ведомствами, Российской академией наук, инфраструктурными акционерными компаниями с высокой долей государственной собственности – ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РусГидро». Частные генерирующие, электросетевые и сбытовые компании осуществляют техническую политику в рамках своих границ.

Государство осуществляет в прогнозируемый период программно-целевое планирование, нормативно-правовое, нормативно-техническое, организационное и финансовое обеспечение разработки и создания новых технологий в электроэнергетике.

Ключевым моментом в достижении поставленной выше цели и решении перечисленных задач является эффективная совместная работа государства и бизнеса по технологическому обеспечению отрасли на основе государственно-частного партнёрства в стартовый период 2011-2015 годов, готовность отечественных или лицензионных технологий на стадии демонстрационных проектов, их унификация и типизация.

Временной интервал, в рамках которого должна быть обеспечена готовность подавляющего большинства новых технологий для широкого внедрения, не должен выходить за рамки 2015 года и лишь для особо сложных перспективных технологий, требующих длительных исследований и создания новых материалов, может быть установлен индивидуальный более поздний срок.

Поручениями Президента Российской Федерации от 29 марта 2010 года № Пр-839 поставлены конкретные задачи по освоению новых технологий в электроэнергетике. Они, в частности, касаются стимулирования производства парогазовых установок и угольных энергоблоков со сверхкритическими параметрами пара; сроков обязательного перехода на парогазовый цикл в соответствующих секторах энергогенерации; максимального использования потенциала когенерации и модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований.

Обязательный перевод на парогазовый цикл действующих КЭС и ТЭЦ России является важной и сложной технологической задачей, выполнение которой

потребуется мобилизации значительных объёмов финансовых и материальных ресурсов, развития отечественного энергомашиностроения, усиления проектных институтов, научного сопровождения, нормативно-правового и организационного обеспечения, участия электросетевых и топливных инфраструктурных организаций.

Эта стратегическая задача должна быть решена в течение предстоящих двух десятилетий – до 2030 года. Поскольку переход на парогазовый цикл, как правило, будет сопровождаться увеличением мощности действующих электростанций, переводимых на ПГУ, и производства на них высокоэффективной электроэнергии, потребуется проведение дополнительных балансовых проработок, учитывающих постанционные эффекты на интервалах 2011-2030 годов.

При этом должна повыситься степень сбалансированности по мощности регионов за счёт первоочередного перевода на ПГУ действующих ТЭЦ.

Одновременно необходимо учитывать изменение (уменьшение) в балансах тепловой мощности доли теплофикационных отборов турбин в составе ПГУ-ТЭЦ, величина которого должна быть нормативно обоснована (показатель альфа-ТЭЦ), а дефицит скомпенсирован эффективными источниками тепла, например, тепловыми насосами и пиковыми котельными.

Важной задачей в области научно-технической политики должно стать достижение целевых показателей технического уровня электроэнергетики, определенных проектом Энергетической стратегии, важнейшие из которых приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Показатели технического уровня электроэнергетики^{*)}

№ п/п	Наименование показателей	1 этап (2010—2015 гг.)	2 этап (2016—2020 гг.)	3 этап (2021—2030 гг.)
1	Эффективность топливо-использования, наилучший ^{**)} термический КПД, %: -ТЭС на газе (ПГУ); -ТЭС на твёрдом топливе; -АЭС;	57 44 32	60 50 34	68 60 36
2	Средний эксплуатационный удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ТЭС: -г у.т./кВтч, (% к уровню 2005 г.);	до 315 (94%)	до 300 (90%)	до 270 (81%)
3	Потери в электрических сетях, % от отпуска электроэнергии в сеть;	до 12	до 10	до 8

^{*)} С учётом значений индикаторов в проекте Энергетической стратегии

^{**)} Без учёта улавливания и захоронения CO₂

Для реализации приведенных в таблице 3.1 перспективных показателей технического уровня необходимо в предстоящие годы выполнить крупномасштабные работы по освоению новых технологий во всех секторах электроэнергетики и обеспечить их широкое промышленное внедрение при новом строительстве и техническом перевооружении энергообъектов.

В предстоящие годы должны быть освоены на стадии демонстрационных проектов и подготовлены к внедрению на последующих этапах следующие технологии, которые необходимо учитывать при подготовке предложений по вводам генерирующих мощностей:

в теплоэнергетике:

- отечественные ГТУ в широком диапазоне мощности (65—350 МВт), одновальные и многовальные парогазовые установки на их основе с термическим КПД до 60%;
- экологически чистые угольные технологии на основе газификации (КПД до 50%), циркулирующего кипящего слоя и пылевидного сжигания твёрдого топлива в энергоустановках на суперсверхкритические параметры пара с термическим КПД 45,0%;
- высокоэффективные гибридные ПГУ на природном газе (КПД 70%) и ПГУ с внутрицикловой газификацией угля (КПД 60%) с блоками предвключённых батарей топливных элементов и ТЭС на их основе и близкими к нулевым выбросами вредных веществ, включая двуокись углерода (в период до 2020 г.);

в теплоснабжении:

- модульные одновальные ПГУ-ТЭЦ мощностью 40—100—170 МВт и удельной выработкой на тепловом потреблении 1200—1500 кВтч/Гкал для технического перевооружения действующих, строительства новых теплоэлектроцентралей и последовательного сокращения котельных в крупных городах и муниципальных образованиях;
- тепловые насосы и типовые технические решения по использованию возобновляемых источников низкопотенциального тепла с коэффициентом преобразования 4—6 в системах теплоснабжения, а также для холодоснабжения (тригенерация) в крупных городах и муниципальных образованиях;

- телекоммуникационные ИТ-системы централизованного технологического управления системами теплоснабжения и другие;

в гидроэнергетике:

- экологически чистое силовое оборудование для гидроагрегатов крупных высоконапорных ГЭС единичной мощностью 1000 МВт, обратимые гидроагрегаты ГАЭС с переменной скоростью вращения единичной мощностью 250—350 МВт, гидроагрегаты для приливных электростанций (ПЭС) и средства их сооружения с помощью наплавных блоков;

- многофункциональные комплексные АСУ ТП и централизованные системы контроля безопасности напорных сооружений ГЭС и каскадов ГЭС, обеспечивающих их работу без постоянного присутствия эксплуатационного персонала;

- экологически чистое силовое гидроэнергетическое оборудование, системы регулирования и автоматического управления для модернизации и реконструкции действующих ГЭС;

в электрических сетях:

- интеллектуальные, в том числе самовосстанавливающиеся, с использованием цифровых систем противоаварийного управления, системообразующие и распределительные сети постоянного и оснащённые устройствами FACTS сети переменного тока;

- сети большой пропускной способности на базе ВТСП кабелей, трансформаторов, синхронных компенсаторов, ограничителей тока, СПИНЭ до 2020 г.;

в оперативно-диспетчерском управлении:

- управляющий комплекс оперативно-диспетчерского управления и оперативного планирования в режиме реального времени, включая подсистемы технологической автоматики;

- иерархическая система противоаварийного управления с использованием надёжных магистральных каналов связи между уровнями диспетчерского управления и глубокая координация управляющих воздействий, охватывающих все уровни ЕЭС, и другие;

в области возобновляемых источников энергии:

- полностью автоматизированные автономные и работающие параллельно с системой малые и микроГЭС, геотермальные электростанции (ГЕОЭС) на основе бинарного цикла; мощные ветроэлектрические установки (ВЭУ), в том числе в составе ветродизельных электростанций, технологии и оборудование для использования энергии биомассы и другие.

Важнейшая роль в реализации масштабных задач по созданию и промышленному освоению производства новых технологий отводится отечественным предприятиям энергомашиностроения, электроаппаратостроения и приборостроения, которые в сжатые сроки должны обновить и расширить собственную производственно-технологическую базу и обеспечить необходимый кадровый потенциал. Потенциальные возможности отечественной промышленности также необходимо учитывать при разработке планов инвестиционных планов генерирующих и электросетевых компаний.

В электротехнической промышленности в предстоящие годы должно быть освоено производство:

- синхронных турбогенераторов с воздушным и водяным охлаждением большой мощности для ТЭС и АЭС, расширение шкалы мощностей асинхронизированных турбогенераторов для ТЭС, гидрогенератор-двигателей для ГАЭС и компенсаторов для электрических сетей, генераторов небольшой мощности 1000—5000 кВт для ВЭУ, ПЭС и других электростанций на возобновляемых источниках энергии;

- нового поколения электрооборудования на базе ВТСП: генераторов, трансформаторов, мощных электродвигателей и компенсаторов, кабельных линий большой пропускной способности, сверхпроводниковых индукционных НТСП накопителей энергии для электрических сетей и гарантированно надёжного энергоснабжения ответственных потребителей;

- нового поколения комплектных распределительных устройств на базе полупроводниковых выключателей с управляемой коммутацией, ВТСП-ограничителей тока с использованием новых диэлектрических материалов для изоляции и дугогашения;

- гаммы проводов повышенной пропускной способности и рабочей температурой, низкими коэффициентами линейного расширения и встроенными ВОЛС для ВЛ системообразующих и распределительных электрических сетей,

- силовых полупроводниковых приборов (СПП) на основе нанотехнологий на токи 6—7 кА и напряжения 10—12 кВ, переход на SiC-технологии производства СПП всех назначений.

Для разработки или лицензионного освоения и последующего внедрения новых энергетических технологий потребуются значительные объёмы финансирования для решения поставленных задач. Основной схемой должно стать частно-государственное партнёрство с мобилизацией всех источников финансирования: федерального и региональных бюджетов, прибыли генерирующих и электросетевых компаний, включения затрат в тарифы на электро- и теплоэнергию, привлечения банковских кредитов, участия в пулах иных не энергетических организаций.

Для ускорения ликвидации существующего технологического отставания должны быть использованы все возможности международного сотрудничества от приобретения лицензий и организации производства нового оборудования на территории России до полномасштабного участия российских организаций в наиболее важных международных и национальных проектах других стран.

Принципиально важным является добиться коренного перелома в области проектной деятельности. Это касается восстановления и развития системы типового проектирования в генерации и электрических сетях, организационно-финансового обеспечения работ; применения в проектах новейших технологий, минимизации, модульных поставок и унификации совместно с заводами-изготовителями типоразмерного ряда оборудования и проектов на его основе.

Необходимо реализовать опережающее задельное проектирование новых и действующих энергообъектов, подлежащих модернизации, техническому перевооружению и реконструкции; проектное обоснование программы поставок основного и вспомогательного отечественного и зарубежного оборудования на период до 2020 года; обоснование прогрессивной динамики показателей энергоэффективности электроэнергетики с учётом индикаторов Энергетической стратегии России до 2030 года и другие задачи.

4 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 № 1662-р и направленная на обеспечение устойчивого развития общества, выдвигает жесткие требования к энергетике – одному из наиболее значимых факторов антропогенного воздействия на окружающую среду.

Энергетической стратегией России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р, в качестве одного из наиболее важных приоритетов развития энергетического комплекса определен переход на путь инновационного и энергоэффективного развития, последовательное ограничение нагрузки топливно-энергетического комплекса на окружающую среду и климат путем снижения выбросов загрязняющих веществ, сброса загрязненных сточных вод, а также эмиссии парниковых газов, сокращение отходов производства и потребления энергии.

Существующая в настоящее время природоохранная деятельность в отрасли сложилась в начале 80-х годов 20 века после формирования законодательной базы, введения системы нормирования выбросов и сбросов ТЭС, платы за пользование природными ресурсами.

Однако, в целом экологические параметры, установленные ранее и в соответствии с которыми строилось большинство электростанций, не обеспечивают должного снижения нагрузки на окружающую среду от предприятий электроэнергетики.

Целью реформирования электроэнергетики в области экологии является последовательное ограничение нагрузки предприятий электроэнергетики на окружающую среду, приближение к соответствующим европейским экологическим нормам. Новая энергетика России будет формироваться под воздействием новой концепции охраны окружающей среды – части государственной политики. Эта концепция, исходящая из единства и неделимости

биосферы, предполагает разумный компромисс социальных, экономических потребностей общества и экологических ограничений.

Новый этап природоохранной деятельности в энергетике будет проходить в качественно новых условиях:

- экономический кризис затормозил обновление основных производственных фондов ТЭС, определил высокую степень морального и физического старения оборудования;

- смена экономической системы, развитие рыночных механизмов способствовали формированию рынка природоохранного оборудования и услуг по экологизации ТЭС с активным участием энергомашиностроительных заводов. В то же время резко уменьшились инвестиционные возможности развития и технического перевооружения ТЭС;

- перестройка федеральных органов охраны природы в определенной степени дезорганизовала природоохранную деятельность в ряде ведущих отраслевых организаций;

- значительно возросла роль экологических факторов глобального порядка (проблемы сохранения климата планеты, озонового слоя атмосферы, трансграничного переноса выбросов, загрязнения мирового океана).

Новый этап природоохранной деятельности в энергетике будет проходить в качественно новых условиях:

- экономический кризис затормозил обновление основных производственных фондов ТЭС, определил высокую степень морального и физического старения оборудования;

- смена экономической системы, развитие рыночных механизмов способствовали формированию рынка природоохранного оборудования и услуг по экологизации ТЭС с активным участием энергомашиностроительных заводов. В то же время резко уменьшились инвестиционные возможности развития и технического перевооружения ТЭС;

- перестройка федеральных органов охраны природы в определенной степени дезорганизовала природоохранную деятельность в ряде ведущих отраслевых организаций;

- значительно возросла роль экологических факторов глобального порядка (проблемы сохранения климата планеты, озонового слоя атмосферы, трансграничного переноса выбросов, загрязнения мирового океана).

При планировании инвестиционной деятельности существенные эколого-экономические риски для субъектов электроэнергетики связаны с применением экологических ограничений, которые могут быть приняты Российской Федерацией в рамках подготовки пост-Киотского соглашения. Принятие новых обязательств существенно отразится на экономике угольных ТЭС в будущем и может стать определяющим фактором снижения их конкурентоспособности. Согласно экспертным оценкам, использование технологии улавливания CO₂ на угольных ТЭС приведёт к снижению их КПД на 8-12 % и увеличению стоимости выработки электроэнергии не менее чем на 30 %.

Для объектов электроэнергетики, расположенных и/или планируемых к размещению на Европейской территории России (ЕТР), эколого-экономические риски связаны с требованиями ряда международных соглашений и конвенций в области охраны окружающей среды, участницей которых является Российская Федерация. Наиболее важной для отрасли является Конвенция о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния. Природоохранные требования по выбросам загрязняющих веществ (ЗВ), содержащиеся в ряде протоколов к указанной конвенции, являются более жесткими, чем аналогичные, принятые в нашей стране. В 2010 году истекает срок применения требований некоторых протоколов и рассматривается вопрос модификации конвенции и протоколов к ней, в которых оговорены специальные районы регулирования выбросов загрязнителей (РРВЗ).

При формировании портфеля инвестиционных проектов энергокомпаний актуальным является заблаговременный учёт намечаемых существенных изменений в природоохранном законодательстве страны. В ближайшие годы предусматривается переход на новые принципы разработки нормативов допустимого воздействия на окружающую среду, внедрение экономических механизмов стимулирования хозяйствующих субъектов, применяющих энергосберегающие и экологически чистые технологии, введение с 2016 года системы нормирования на основе наилучших доступных технологий (НДТ) и

многократное увеличение размера платежей за сверхнормативные выбросы/сбросы и размещение отходов.

В рамках Генеральной схемы, исходя из уровней электропотребления, предлагаемых объемов вводов мощности и демонтажа выработавшего свой ресурс оборудования, используемого топлива на новых электростанциях, изменения удельных стоимостных показателей сооружения электростанций и других показателей сформирован прогноз экологических последствий влияния развития электроэнергетики на окружающую природную среду, представленный на рисунках 4.1-4.6.

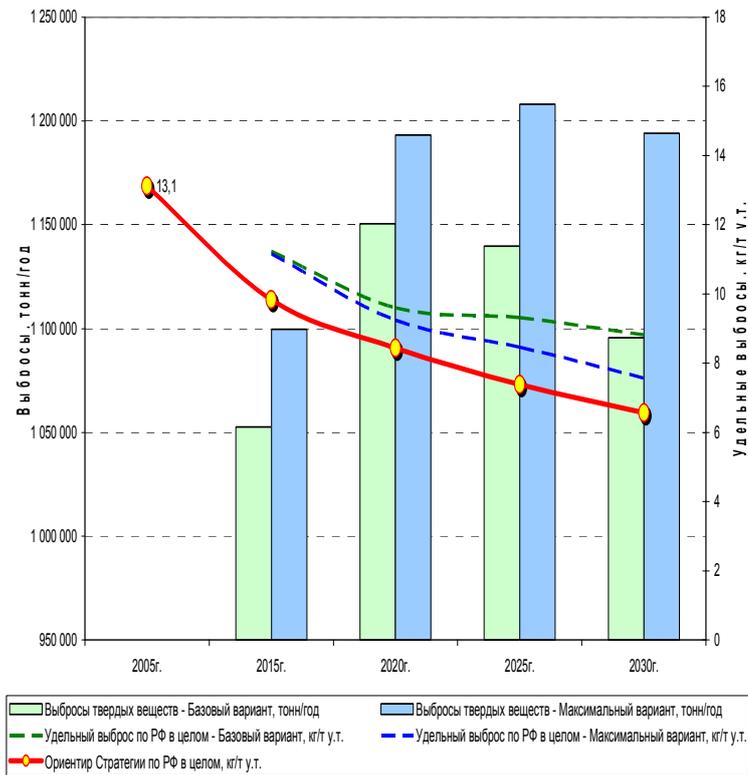


Рисунок 4.1 - Прогноз валовых и удельных выбросов твердых частиц предприятиями электроэнергетики России на период до 2030 года

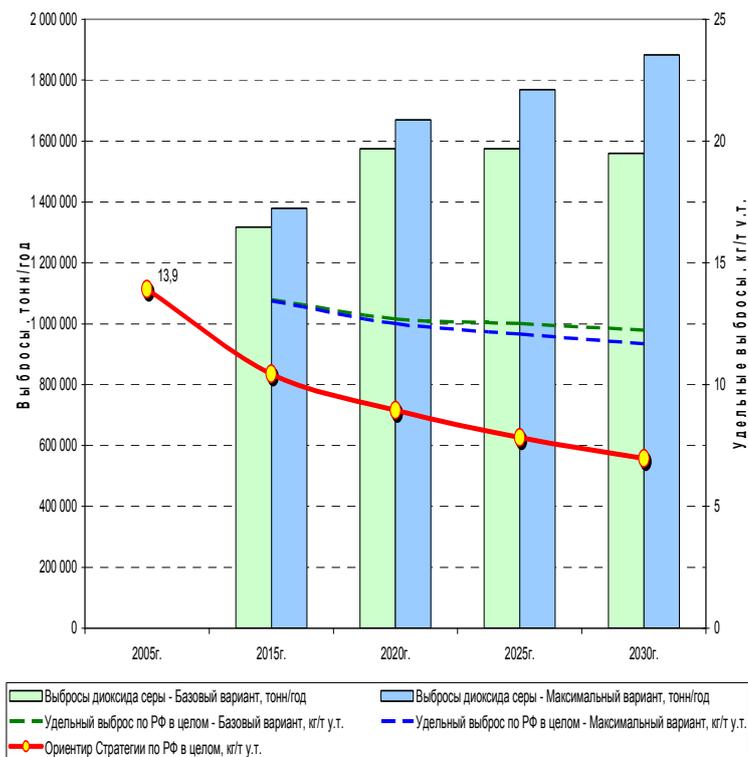


Рисунок 4.2 - Прогноз валовых и удельных выбросов SO2 предприятиями электроэнергетики России на период до 2030 года

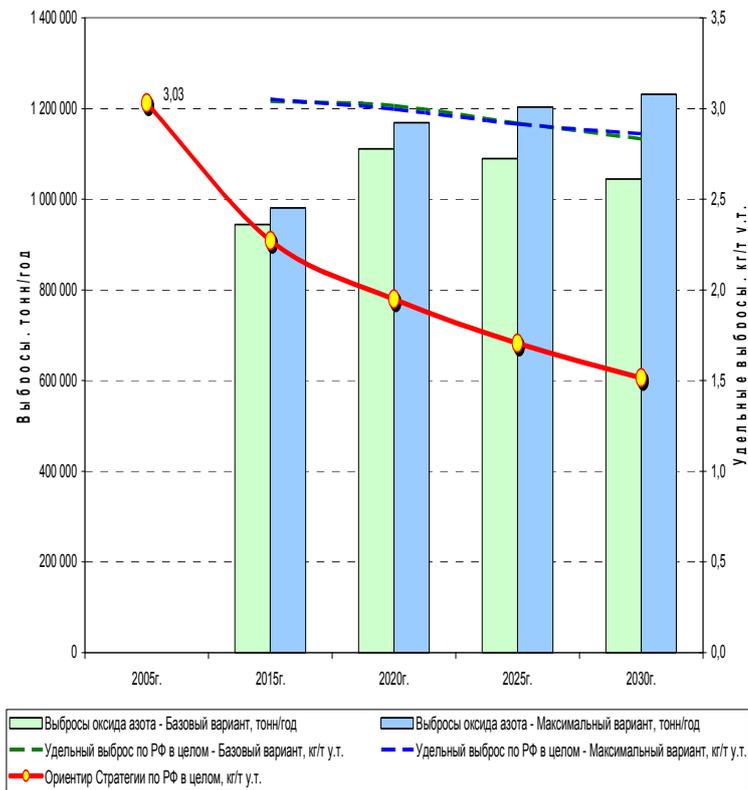


Рисунок 4.3 - Прогноз валовых и удельных выбросов NO₂ предприятиями электроэнергетики России на период до 2030 года

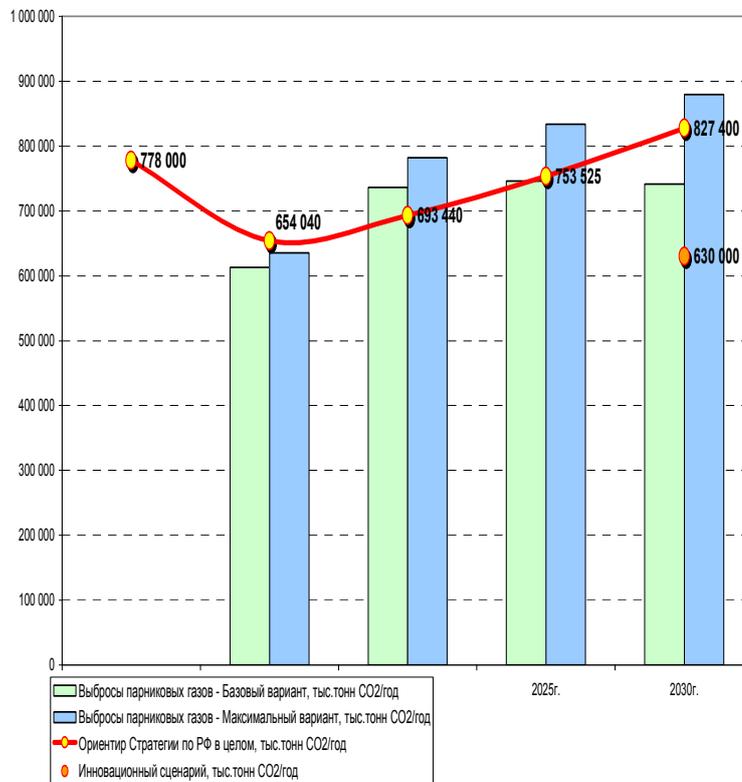


Рисунок 4.4 - Прогноз выбросов парниковых газов (CO₂) предприятиями электроэнергетики России на период до 2030 года

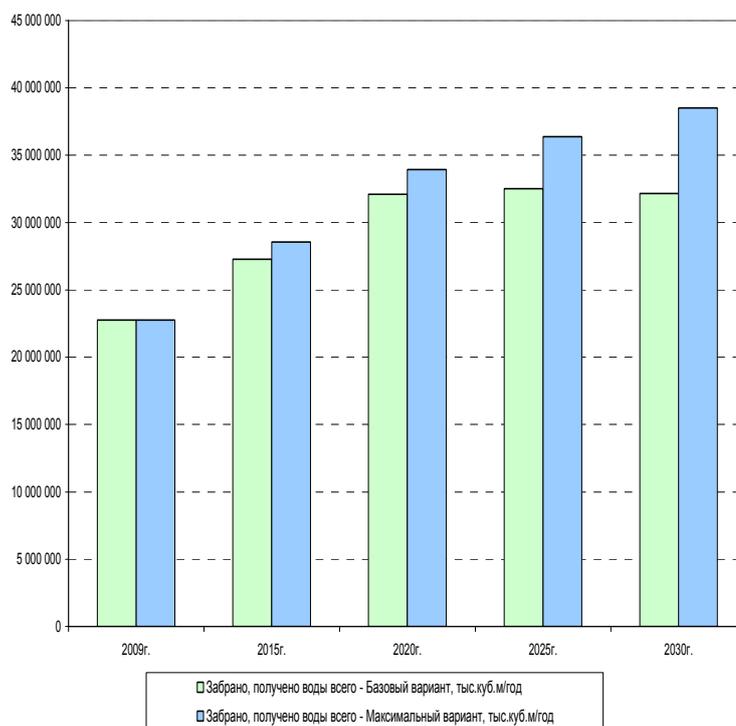


Рисунок 4.5 - Прогноз объемов водопотребления предприятиями электроэнергетики России на период до 2030 года

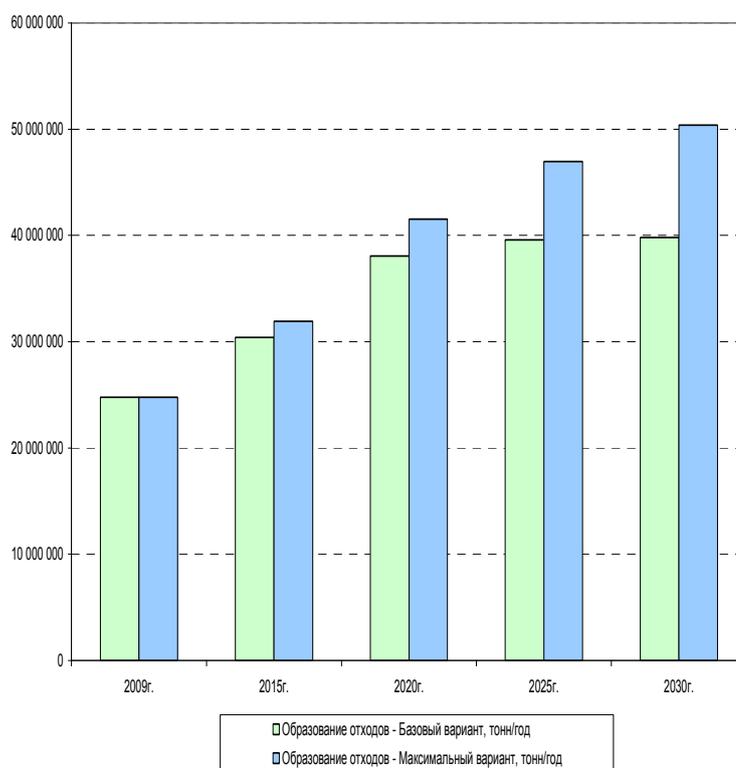


Рисунок 4.6 - Прогноз объемов образования отходов предприятиями электроэнергетики России на период до 2030 года

Вместе с тем Энергетическая стратегия России на период до 2030 года устанавливает следующие ограничения по выбросам парниковых газов:

1-й этап 2010 – 2015 годы	2-й этап 2016 – 2022 годы	3-й этап 2023 – 2030 годы
Обеспечение уровня эмиссии ПГ (в % к 1990 году), не более		
83%	90%	105%
Прогнозные альтернативного сценария к 2030 году		оценки инновационного 80%

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года определяет следующие индикаторы экологической безопасности энергетики:

1-й этап 2010 – 2015 годы	2-й этап 2016 – 2022 годы	3-й этап 2023 – 2030 годы
Снижение удельных показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сброса загрязненных сточных вод в водоемы, образования отходов энергопредприятиями (в % к 2005 году), не менее		
25%	40%	50%

Приведенные выше расчеты показывают, что только за счет установления нормативов для вновь вводимого оборудования требования Энергетической стратегии не выполняются. Выполнение этих требований возможно только при условии снижения выбросов загрязняющих веществ на действующем оборудовании. Общая потребность в капитальных вложениях, необходимых для снижения воздействия на окружающую среду предприятий электроэнергетики в период до 2030 года при условии установления «мягких» нормативов НДТ ЕС для нового оборудования, в базовом варианте Генеральной схемы составляют 185 млрд руб., в максимальном варианте – 295 млрд рублей.

Вместе с тем, с 2011 года предусматривается создание в Российской Федерации законодательной системы, предусматривающей введение повышающих коэффициентов платы за выбросы, осуществляемые в объемах, превышающих утвержденные в установленном порядке нормативы допустимых выбросов. Значения повышающих коэффициентов составят: в 2011 году $k=5$; в 2012-2015 годах $k=25$; с 2016 года $k=100$). Общий объем платежей энергокомпаний за выбросы,

осуществляемые в объемах, превышающих утвержденные в установленном порядке нормативы допустимых выбросов, оценивается в период 2015-2030 годы в размере 80 млрд рублей. Необходимо, чтобы возврат энергокомпаниям части платы (на уровне 70%) за выбросы, осуществляемые в объемах, превышающих утвержденные в установленном порядке нормативы допустимых выбросов стал одним из источников капиталовложений в охрану окружающей среды.

Для достижения целевых показателей экологической эффективности отрасли, установленных Энергетической стратегией на перспективу до 2030 года предусматривается реализация комплекса общесистемных, технологических, законодательных и организационных мер.

Общесистемные и технологические меры включают в себя:

использование наилучших (инновационных) технологий производства электроэнергии на базе органических видов топлива, обеспечивающие значительное уменьшение расхода топлива на выработку энергии и снижение валовых и удельных уровней негативного воздействия на окружающую среду. Перечень, сроки освоения и прогнозные показатели энергетической и экологической эффективности инновационных технологий приведены в соответствующем разделе Генеральной схемы, а также в «Основных положениях (концепции) технической политики в электроэнергетике на период до 2030года»;

оптимизацию структуры генерирующих мощностей, включая использование возобновляемых источников энергии с учетом состояния окружающей среды в местах планируемого их размещения;

совершенствование структуры топливного баланса электростанций за счет уменьшения доли высокозольных и высокосернистых топлив.

По действующим объектам тепловой генерации предусматривается:

масштабный вывод из эксплуатации физически изношенного и морально устаревшего оборудования электростанций, включая демонтаж котельных установок с пониженными параметрами (9 МПа/510°C и 2,9 МПа/420°C) и сданных в эксплуатацию еще в 50-е годы прошлого века;

для котлов, которые еще длительное время будут работать на твердом и газомазутном топливе - внедрение следующих технологических природоохранных мер:

малотоксичных горелок;

двух- и/или трехступенчатого сжигания топлива;

предварительного подогрева угольной пыли;

рециркуляции дымовых газов в топку котла;

комбинации указанных методов;

природоохранного газоочистного оборудования (серо- и азотоочистные установки, высокоэффективные золоуловители;

передовых технологий обработки воды;

переработки золошлаков в товарные продукты для их использования в других отраслях;

мероприятий для снижения выбросов NOx в атмосферу, которые в большинстве случаев могут быть реализованы ремонтными компаниями за счет некоторого увеличения стоимости и сроков проведения капитального ремонта;

при использовании на блоках 300-500 МВт каменных углей Кузнецкого бассейна для уменьшения образования NOx - применение малотоксичных горелок и ступенчатое сжигание топлива. Сочетание этих мероприятий способно обеспечить концентрацию NOx менее 350 мг/м³ и удовлетворить нормы на вновь вводимое оборудование ТЭС;

при сжигании малореакционных топлив (АШ и кузнецкий тощий) в котлах с жидким шлакоудалением, при наличии на электростанциях природного газа - внедрение трехступенчатого сжигания с восстановлением NOx в верхней части топки (ребенинг-процесс);

кроме этого на действующих ТЭС предусматриваются технологические решения, обеспечивающие достижение ПДК основных загрязнителей и снижение количества загрязненных стоков в водные бассейны, в частности, от химических промывок оборудования, нефтесодержащих вод, сточных вод систем гидрозоло- и шлакоудаления и водоподготовительных установок. По водоподготовке прогресс достигается переходом на экологически совершенные мембранные технологии и термообессоливающие в условиях вакуума, применение которых позволяет

безреагентно на 95 % решить проблему солевых стоков ТЭС и в значительной мере упростить проблему сточных вод ТЭС в целом.

Для объектов гидроэнергетики предусматривается:

модернизация систем мониторинга состояния напорных гидротехнических сооружений с длительным сроком эксплуатации, оснащение сооружений современной контрольно-измерительной аппаратурой;

замена устаревшего основного и вспомогательного оборудования на оборудование, отвечающее современным экологическим требованиям и обеспечивающее повышение надежности эксплуатации объектов;

выбор типов гидротурбинного оборудования и системы его обслуживания должен производиться с учетом исключения (минимизации) возможных протечек масел;

Для электросетевого комплекса предусматривается:

вывод из эксплуатации и утилизация оборудования, в котором используется трихлордифенил;

применение оборудования и энергосберегающих технологий, обеспечивающих снижение потерь электрической энергии, в том числе: трансформаторов с пониженными потерями, компактных линий, оптимизации использования статических компенсаторов реактивной мощности, оптимизации регулирования напряжения, снижение потерь холостого хода путем внедрения средств автоматизации;

использование на территориях крупных населенных пунктов компактных закрытых распределительных устройств и подстанций наземного и подземного расположения.

Для обеспечения указанных мер, направленных на повышение экологической эффективности объектов электроэнергетики предусматривается создание благоприятной экономической среды, в том числе:

создание условий для расширения производства электрической и тепловой энергии на основе возобновляемых источников энергии.

ужесточение контроля за соблюдением экологических требований при реализации инвестиционных проектов и текущей эксплуатации энергетических объектов;

гармонизацию норм российского и международного экологического законодательства;

развитие системы экологического аудита;

стимулирование и создание условий для внедрения экологически чистых энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий при производстве, транспортировке и распределении энергии на основе применения различных инструментов, таких как механизмы «белых» и «зеленых» сертификатов, ЦЭИ (целевых экологических инвестиций), рыночных механизмов торговли квотами на CO₂, SO₂, NO_x, апробированных в электроэнергетической отрасли ряда зарубежных стран.

Особое внимание необходимо уделить проблеме образования и накопления золошлаковых отходов (далее - ЗШО). Рост доли угля в топливном балансе ТЭС, а, следовательно, увеличение выхода золы и шлака, приведут к обострению проблемы их размещения и хранения. Мокрое удаление золы и шлака и строительство золоотвалов для хранения золы и шлака морально себя изжило и экономически невыгодно, необходимо внедрять сухое золошлакоудаление. ЗШО – это качественное и дешёвое минеральное сырьё, которое является таким же товаром, как электроэнергия и тепло. Компаниям следует предусматривать существенное увеличение объемов утилизации ЗШО.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
ПОТРЕБНОСТЬ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (БРУТТО) НА ТЕРРИТОРИИ ОЭС
И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Таблица А.1 – Потребность в электроэнергии (брутто) на территории ОЭС и территориальных энергосистем, млрд кВт.ч – базовый вариант

	Отчёт	Базовый вариант					Ср. годовой прирост за 2010 - 2030 гг., %
	2009 год	2010 год	2015 г.*	2020 г.**	2025 г.**	2030 г.**	
ОЭС Северо-Запада	88.292	91.514	99.111	116.810	128.286	140.200	
годовой темп прироста. %	-3.30	3.65	1.95	3.34	1.89	1.79	2.34
Архангельская	7.534	-	8.067	9.150	9.792	10.652	
годовой темп прироста. %	-4.90	-	1.15	2.55	1.37	1.70	1.75
Калининградская	3.864	-	4.318	6.167	7.399	8.551	
годовой темп прироста. %	-2.74	-	1.87	7.39	3.71	2.94	4.05
Республика Карелия	8.633	-	9.401	10.296	10.889	11.661	
годовой темп прироста. %	-7.26	-	1.43	1.84	1.13	1.38	1.51
Мурманская	13.123	-	14.744	17.596	19.051	20.792	
годовой темп прироста. %	-2.93	-	1.96	3.60	1.60	1.76	2.33
Республика Коми	8.714	-	9.321	10.237	10.970	11.790	
годовой темп прироста. %	-1.30	-	1.13	1.89	1.39	1.45	1.52
Санкт-Петербург и Ленинградская обл.	40.424	-	46.667	55.983	61.964	67.781	
годовой темп прироста. %	-2.98	-	2.42	3.71	2.05	1.81	2.62
Новгородская	3.915	-	4.268	4.810	5.353	5.858	
годовой темп прироста. %	-1.98	-	1.45	2.42	2.16	1.82	2.04
Псковская	2.085	-	2.325	2.571	2.868	3.115	
годовой темп прироста. %	-0.33	-	1.83	2.03	2.21	1.67	2.03
ОЭС Центра	211.709	221.444	242.601	283.238	317.082	352.207	
годовой темп прироста. %	-3.99	4.60	2.30	3.15	2.28	2.12	2.58
Белгородская область	13.047	-	14.792	16.723	18.427	20.384	
годовой темп прироста. %	-2.63	-	2.11	2.48	1.96	2.04	2.26
Брянская область	4.084	-	4.492	4.871	5.276	5.676	
годовой темп прироста. %	-3.08	-	1.60	1.63	1.61	1.47	1.66
Владимирская область	6.679	-	7.222	7.797	8.426	9.074	
годовой темп прироста. %	-5.72	-	1.31	1.54	1.56	1.49	1.54
Вологодская область	12.864	-	14.400	16.556	18.386	20.417	
годовой темп прироста. %	-10.03	-	1.90	2.83	2.12	2.12	2.34
Воронежская область	9.122	-	10.288	11.646	13.037	14.240	
годовой темп прироста. %	-4.59	-	2.03	2.51	2.28	1.78	2.25
Ивановская область	3.708	-	4.199	4.542	4.896	5.248	
годовой темп прироста. %	-8.49	-	2.09	1.58	1.51	1.40	1.75
Калужская область	4.787	-	5.780	6.676	7.699	8.777	
годовой темп прироста. %	0.91	-	3.19	2.92	2.89	2.66	3.08
Костромская область	3.559	-	3.924	4.293	4.693	5.083	
годовой темп прироста. %	-6.12	-	1.64	1.81	1.80	1.61	1.80
Курская область	7.716	-	8.505	9.211	10.028	11.118	
годовой темп прироста. %	-1.69	-	1.64	1.61	1.71	2.09	1.84
Липецкая область	9.495	-	11.535	13.082	14.213	16.087	
годовой темп прироста. %	-10.80	-	3.30	2.55	1.67	2.51	2.67
Орловская область	2.628	-	2.935	3.364	3.739	4.108	
годовой темп прироста. %	-5.09	-	1.86	2.77	2.14	1.90	2.26

	Отчёт	Базовый вариант					Ср. годовой прирост за 2010 - 2030 гг., %
	2009 год	2010 год	2015 г.*	2020 г.**	2025 г.**	2030 г.**	
Рязанская область	6.063	-	6.455	7.227	7.990	8.726	
годовой темп прироста. %	-5.63	-	1.05	2.29	2.03	1.78	1.84
Смоленская область	6.142	-	6.562	7.165	7.732	8.274	
годовой темп прироста. %	-0.73	-	1.11	1.77	1.53	1.36	1.50
Тамбовская область	3.170	-	3.690	4.099	4.570	5.024	
годовой темп прироста. %	-10.60	-	2.56	2.12	2.20	1.91	2.33
Тверская область	7.382	-	8.356	9.865	13.993	18.025	
годовой темп прироста. %	-4.28	-	2.09	3.38	7.24	5.19	4.56
Тульская область	9.493	-	10.790	12.297	13.828	15.260	
годовой темп прироста. %	-5.01	-	2.16	2.65	2.37	1.99	2.40
Ярославская область	7.771	-	8.335	8.880	9.507	10.112	
годовой темп прироста. %	-6.88	-	1.17	1.27	1.37	1.24	1.33
г. Москва и Московская обл.	93.999	-	110.341	134.944	150.642	166.574	
годовой темп прироста. %	-1.98	-	2.71	4.11	2.23	2.03	2.90
ОЭС Средней Волги	99.344	104.982	116.178	130.742	142.626	155.398	
годовой темп прироста. %	-8.04	5.68	2.64	2.39	1.76	1.73	2.26
Нижегородская	19.994	-	24.398	27.795	30.402	33.308	
годовой темп прироста. %	-8.45	-	3.37	2.64	1.81	1.84	2.58
Самарская	22.382	-	26.275	28.420	31.465	34.196	
годовой темп прироста. %	-8.64	-	2.71	1.58	2.06	1.68	2.14
Республика Марий-Эл	2.786	-	3.126	3.667	3.911	4.139	
годовой темп прироста. %	-13.88	-	1.94	3.24	1.30	1.14	2.00
Мордовская Республика	2.938	-	3.169	3.385	3.620	3.849	
годовой темп прироста. %	-4.76	-	1.27	1.33	1.35	1.23	1.36
Пензенская	4.380	-	4.790	5.570	6.250	6.695	
годовой темп прироста. %	-4.09	-	1.50	3.06	2.33	1.39	2.14
Саратовская	12.368	-	14.341	15.572	15.987	16.801	
годовой темп прироста. %	-6.76	-	2.50	1.66	0.53	1.00	1.54
Ульяновская	5.681	-	6.203	6.699	7.211	7.717	
годовой темп прироста. %	-6.81	-	1.48	1.55	1.48	1.37	1.54
Республика Чувашия	4.809	-	5.375	5.885	6.059	6.408	
годовой темп прироста. %	-13.89	-	1.87	1.83	0.58	1.13	1.45
Республика Татарстан	24.006	-	28.501	33.749	37.721	42.285	
годовой темп прироста. %	-7.17	-	2.90	3.44	2.25	2.31	2.87
ОЭС Юга	78.099	82.930	91.916	108.993	123.253	138.801	
годовой темп прироста. %	-3.56	6.19	2.75	3.47	2.49	2.40	2.92
Астраханская	3.987	-	4.894	5.883	6.356	6.831	
годовой темп прироста. %	-3.46	-	3.48	3.75	1.56	1.45	2.73
Волгоградская	17.550	-	19.424	23.666	26.784	30.055	
годовой темп прироста. %	-9.68	-	1.71	4.03	2.51	2.33	2.73
Чеченская Республика	2.088	-	2.339	2.621	2.811	3.062	
годовой темп прироста. %	4.19	-	1.91	2.30	1.41	1.73	1.93
Республика Дагестан	4.714	-	5.377	6.304	7.446	8.970	
годовой темп прироста. %	2.12	-	2.22	3.23	3.39	3.79	3.27
Кабардино-Балкарская Республика	1.463	-	1.542	1.757	1.939	2.103	
годовой темп прироста. %	0.00	-	0.88	2.64	1.99	1.64	1.83
Республика Калмыкия	0.463	-	0.483	0.544	0.560	0.592	
годовой темп прироста. %	-2.94	-	0.71	2.41	0.58	1.12	1.24
Краснодарский край	19.640	-	25.348	29.334	33.072	37.230	
годовой темп прироста. %	0.64	-	4.34	2.96	2.43	2.40	3.25

	Отчёт	Базовый вариант					Ср. годовой прирост за 2010 - 2030 гг., %
	2009 год	2010 год	2015 г.*	2020 г.**	2025 г.**	2030 г.**	
Ростовская	15.650	-	18.318	22.427	25.911	29.691	
годовой темп прироста. %	-5.30	-	2.66	4.13	2.93	2.76	3.25
Республика Северная Осетия	2.141	-	2.394	2.861	3.220	3.613	
годовой темп прироста. %	-2.10	-	1.88	3.63	2.39	2.33	2.65
Карачаево-Черкесская Республика	1.185	-	1.492	1.601	1.696	1.811	
годовой темп прироста. %	1.20	-	3.91	1.42	1.16	1.32	2.14
Ставропольский край	8.687	-	9.724	11.381	12.810	14.162	
годовой темп прироста. %	-3.17	-	1.90	3.20	2.39	2.03	2.47
Республика Ингушетия	0.531	-	0.581	0.614	0.648	0.681	
годовой темп прироста. %	7.27	-	1.51	1.11	1.08	1.00	1.25
ОЭС Урала	236.210	244.076	266.766	304.362	332.706	358.815	
годовой темп прироста. %	-5.89	3.33	2.05	2.67	1.80	1.52	2.11
Республика Башкортостан	23.602	-	25.888	27.426	29.518	31.855	
годовой темп прироста. %	-5.18	-	1.55	1.16	1.48	1.54	1.51
Кировская	7.042	-	7.564	8.252	8.961	9.836	
годовой темп прироста. %	-4.77	-	1.20	1.76	1.66	1.88	1.68
Курганская	4.178	-	4.623	5.163	5.635	6.110	
годовой темп прироста. %	-9.57	-	1.70	2.23	1.76	1.63	1.92
Оренбургская	15.169	-	16.456	18.201	19.548	21.088	
годовой темп прироста. %	-5.45	-	1.37	2.04	1.44	1.53	1.66
Пермский край	21.925	-	24.955	27.144	29.656	32.047	
годовой темп прироста. %	-8.84	-	2.18	1.70	1.79	1.56	1.92
Свердловская	42.073	-	48.906	60.135	67.795	74.801	
годовой темп прироста. %	-11.81	-	2.54	4.22	2.43	1.99	2.92
Удмуртская Республика	8.358	-	9.334	10.285	11.041	11.915	
годовой темп прироста. %	-5.12	-	1.86	1.96	1.43	1.54	1.79
Челябинская	32.317	-	37.205	42.829	47.366	51.573	
годовой темп прироста. %	-9.91	-	2.38	2.86	2.03	1.72	2.36
Тюменская	81.546	-	91.835	104.927	113.186	119.590	
годовой темп прироста. %	-0.05	-	2.00	2.70	1.53	1.11	1.93
ОЭС Сибири	200.924	207.923	238.124	259.860	281.583	304.897	
годовой темп прироста. %	-3.98	3.48	2.87	1.76	1.62	1.60	2.11
Алтайский край	10.472	-	11.838	13.890	15.684	17.568	
годовой темп прироста. %	-3.37	-	2.06	3.25	2.46	2.29	2.62
Республика Бурятия	5.233	-	6.139	7.766	9.098	10.534	
годовой темп прироста. %	-1.06	-	2.70	4.81	3.22	2.97	3.56
Иркутская	52.530	-	66.194	72.434	75.878	80.573	
годовой темп прироста. %	-4.51	-	3.93	1.82	0.93	1.21	2.16
Красноярский край	41.932	-	51.871	55.012	58.874	64.111	
годовой темп прироста. %	-2.85	-	3.61	1.18	1.37	1.72	2.15
Республика Тыва	0.677	-	0.865	1.198	1.463	1.737	
годовой темп прироста. %	0.74	-	4.17	6.73	4.08	3.49	4.82
Новосибирская	14.238	-	16.551	18.052	19.950	21.713	
годовой темп прироста. %	-4.44	-	2.54	1.75	2.02	1.71	2.13
Омская	10.183	-	11.714	13.232	14.872	16.466	
годовой темп прироста. %	-3.51	-	2.36	2.47	2.36	2.06	2.43
Томская	8.741	-	9.893	10.807	12.756	14.173	
годовой темп прироста. %	-1.68	-	2.08	1.78	3.37	2.13	2.45
Забайкальский край (Читинская)	7.418	-	8.613	9.425	10.304	11.122	
годовой темп прироста. %	2.54	-	2.52	1.82	1.80	1.54	2.05
Республика Хакасия	17.503	-	18.590	19.690	20.816	21.867	

	Отчёт	Базовый вариант					Ср. годовой прирост за 2010 - 2030 гг., %
	2009 год	2010 год	2015 г.*	2020 г.**	2025 г.**	2030 г.**	
годовой темп прироста. %	-0.83	-	1.01	1.16	1.12	0.99	1.12
Кемеровская	31.997	-	35.856	38.354	41.888	45.033	
годовой темп прироста. %	-8.74	-	1.92	1.36	1.78	1.46	1.72
Энергозона Востока	39.799	41.618	47.761	55.640	62.667	69.917	
годовой темп прироста. %	-1.75	4.57	3.09	3.10	2.41	2.21	2.86
ОЭС Востока	28.246	30.237	33.550	38.702	43.358	48.390	
годовой темп прироста. %	-2.17	7.05	2.91	2.90	2.30	2.22	2.73
Изолированные р-ны Востока	11.553	11.381	14.211	16.938	19.309	21.527	
годовой темп прироста. %	-2.75	-1.49	3.51	3.57	2.65	2.20	3.16
Амурская	6.666	-	7.305	7.850	7.916	8.371	
годовой темп прироста. %	4.83	-	1.54	1.45	0.17	1.12	1.15
Приморский край	11.464	-	14.495	16.805	19.391	21.902	
годовой темп прироста. %	-1.04	-	3.99	3.00	2.90	2.47	3.29
Камчатская	1.590	-	1.714	1.911	2.206	2.595	
годовой темп прироста. %	0.95	-	1.26	2.20	2.91	3.30	2.48
Магаданская с учётом Чукотки	2.511	-	3.037	3.567	4.088	4.624	
годовой темп прироста. %	-1.84	-	3.22	3.27	2.76	2.49	3.10
Сахалинская	2.586	-	2.758	3.370	3.826	4.333	
годовой темп прироста. %	0.00	-	1.08	4.09	2.57	2.52	2.61
Хабаровский край (вкл. Николаевский э/у с 2017 г.)	8.739	-	10.200	12.117	13.829	15.576	
годовой темп прироста. %	-6.96	-	2.61	3.50	2.68	2.41	2.93
Николаевский э/у	0.271	-	0.262	0.000	0.000	0.000	
годовой темп прироста. %	9.72	-	-0.56	0.000	0.000	0.000	0.000
Республика Саха (Якутия)	5.972	-	7.990	10.020	11.411	12.516	
годовой темп прироста. %	-7.43	-	4.97	4.63	2.63	1.87	3.77
в т.ч. Южная Якутия	1.377	-	1.550	1.930	2.222	2.541	
годовой темп прироста. %	-10.41	-	1.99	4.48	2.86	2.72	3.11
Изол. р-ны Якутии	4.595	-	6.440	8.090	9.189	9.975	
годовой темп прироста. %	-6.49	-	5.79	4.67	2.58	1.66	3.95

* среднегодовой темп прироста за шесть лет

** среднегодовой темп прироста за пять лет

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДЕМОНТАЖУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ В ЗОНЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
РОССИИ В 2010-2030 ГОДАХ, МВт

(В качестве примера приводится общий вид таблицы без численных значений)

	2012-2015 гг.	2016 - 2020 гг.	2020 - 2025 гг.	2026 - 2030 гг.
ОЭС Северо-Запада - всего, в т.ч.:				
АЭС				
ТЭС - всего, в т.ч.:				
КЭС, из них:				
<i>газотурбинные</i>				
240 ата				
130 ата				
90 ата				
45 ата и ниже				
дизельные				
ТЭЦ, из них:				
<i>газотурбинные</i>				
240 ата				
130 ата				
90 ата				
45 ата и ниже				
<i>угольные</i>				
90 ата				
45 ата и ниже				
Энергосистема Архангельской области - всего, в т.ч.:				
ТЭС - всего, в т.ч.:				
КЭС, из них:				
<i>газотурбинные</i>				
дизельные				
ТЭЦ, из них:				
<i>газотурбинные</i>				
130 ата				
<i>угольные</i>				
90 ата				
45 ата и ниже				
...
...
...

ПРИЛОЖЕНИЕ В
РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВВОДУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ В ЗОНЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
РОССИИ В 2012-2030 ГОДАХ, МВт

(В качестве примера приводится общий вид таблицы без численных значений)

	2012-2015 гг.	2016 - 2020 гг.	2020 - 2025 гг.	2026 - 2030 гг.
<u>ОЭС Северо-Запада - всего, в т.ч.:</u>				
АЭС				
ТЭС - всего, в т.ч.:				
КЭС, из них:				
<i>газотепловые</i>				
240 ата				
130 ата				
90 ата				
45 ата и ниже				
дизельные				
ТЭЦ, из них:				
<i>газотепловые</i>				
240 ата				
130 ата				
90 ата				
45 ата и ниже				
<i>угольные</i>				
90 ата				
45 ата и ниже				
Энергосистема Архангельской области - всего, в т.ч.:				
ТЭС - всего, в т.ч.:				
КЭС, из них:				
<i>газотепловые</i>				
дизельные				
ТЭЦ, из них:				
<i>газотепловые</i>				
130 ата				
<i>угольные</i>				
90 ата				
45 ата и ниже				
...
...
...