

Перспективы развития электроэнергетики России до 2030 г.

Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С (ЭНИН), Воропай Н.И., Лагереv А.В., Подковальников С.В., Труфанов В.В., Стенников В.А. (ИСЭМ)

АННОТАЦИЯ

Формулируются стратегические приоритеты и направления развития электроэнергетики России. Для этого определяются сценарии энергопотребления, динамика цен на топливо. Оптимизируются структура выработки электроэнергии в рамках ТЭК страны, рациональная структура генерирующих мощностей ЭЭС России, уровни распределенной генерации, мероприятий по управлению электрической нагрузкой. Прогнозируется развитие основной электрической сети ЭЭС. Исследуются балансовая надежность и электрические режимы ЭЭС России.

Ключевые слова: развитие электроэнергетики России, генерирующие мощности, электрическая сеть, технологии производства и распределения электроэнергии

1. ВВЕДЕНИЕ

В 2008-2009 гг. Минэнерго РФ проводило разработку Энергетической стратегии России на период до 2030 г., одобренную Правительством РФ в августе 2009 г. Раздел электроэнергетики в Энергетической стратегии разрабатывался Энергетическим институтом им. Г.М. Кржижановского и ИСЭМ СО РАН с привлечением других организаций и ряда специалистов отрасли. Ниже изложены основные положения развития электроэнергетики России, вытекающие из проведенной работы. В выполнении работы участвовали также сотрудники ИСЭМ СО РАН: д.э.н. Кононов Ю.Д., д.т.н. Клер А.М., д.т.н. Санеев Б.Г., д.т.н. Соколов А.Д., к.т.н. Ханаева В.Н., к.т.н. Усов И.Ю., к.т.н. Ханаев В.В., д.т.н. Ковалев Г.Ф., к.т.н. Лебедева Л.М., Осак А.Б. и др.

2. ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

За годы после распада СССР произошло ухудшение экономических показателей работы отрасли. С 1991 г. более чем в 1,5 раза

увеличились относительные потери электроэнергии в электрических сетях. Более чем в 1,5 раза выросла удельная численность персонала в отрасли. Более чем в 2 раза снизилась эффективность использования капитальных вложений. Существенно сократились вводы генерирующих мощностей. Ввод новых мощностей на электростанциях России с 1992 года по 2008 г. составил 24 ГВт (около 1,4 ГВт в год) что примерно в 5 раз меньше вводов в 60-80-х годах прошлого столетия.

Другие проблемы отрасли в России:

- нарастание процесса старения энергетического оборудования. Доля устаревшего оборудования составляет свыше 40%.
- наличие дефицита генерирующих и сетевых мощностей в ряде регионов страны.
- усложнение проблемы обеспечения надежности энергосистем и утяжеление условий регулирования переменной части суточных графиков нагрузки.
- большая зависимость электроэнергетики от природного газа.
- резкое сокращение научно-технического и строительного потенциала отрасли.

В этих условиях главной стратегической задачей, стоящей перед электроэнергетической отраслью страны, является выбор стратегически правильных решений по развитию электроэнергетики, механизмам и структуре ее управления, обеспечивающих электроэнергетическую безопасность страны, устойчивое развитие и эффективное функционирование электроэнергетической отрасли.

3. ИСХОДНЫЕ УСЛОВИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СТРАТЕГИИ

Стратегия развития электроэнергетики базируется на принятом в Энергетической стратегии России сценарии инновационного развития экономики страны (базовый сценарий).

Динамика внутреннего энергопотребления для этого сценария характеризуется граничными величинами, приведенными в табл. 1.

ТАБЛИЦА 1. ДИНАМИКА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Показатели	2005	2008	2015	2020	2030
Электропотребление, млрд. кВтч	941	1021	1110 -	1315 -	1740 -
Централизованное теплопотребление, млн. Гкал	628	601	600 -	660 -	785 -
Экспорт-импорт (сальдо), млрд. кВтч	12	17	18 -	35 -	45 -
			25	40	60

В рамках этих границ рассматривались три варианта: повышенного и пониженного уровней электропотребления, соответствующие границам рассматриваемого диапазона, а также усредненный вариант, с удвоением электропотребления в 2030 г.

В региональном разрезе предполагалось, что темпы роста электропотребления в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будут выше средних по стране.

В табл. 1 приведены также возможные объемы экспорта-импорта российской электроэнергии.

Был составлен прогноз цен на топливо, в соответствии с которым средние цены на газ увеличатся к 2030 г. для Европейской части России и Урала в 5,5 – 6,5 раза по сравнению с ценами на газ в 2005 г. до величины 205-245 долл./1000 м³, в Сибири и на Дальнем Востоке – в 3,6-4 раза до 130-150 долл./1000 м³. Средние цены на уголь в Европейской части и на Урале увеличатся в 2,2 - 2,8 раза до величины 80-100 долл./т у.т., в Сибири и на Дальнем Востоке – в 2,1-2,2 раза до 55 и 80 долл./т у.т.

4. РАЗВИТИЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

Обосновывающие исследования при разработке стратегии развития электроэнергетики выполнены на основе методических

принципов, изложенных в [1,2]. В процессе исследований использовалась оптимизационная математическая модель развития ТЭК страны [3].

Результаты выполненных исследований выявили, что суммарные вводы новых, замещающих и реконструируемых мощностей для рассмотренных вариантов роста уровней электро- и теплопотребления (повышенного, усредненного, пониженного) на период до 2030 г., составляют соответственно: 297, 261 и 206 ГВт.

Основная часть вводов генерирующих мощностей должна быть осуществлена на тепловых электростанциях. В усредненном варианте до 2030 г. может потребоваться ввод 155 ГВт на ТЭС. Ввод мощностей ГЭС (включая ГАЭС) и нетрадиционных источников энергии (ВИЭ) составит 67 ГВт. На АЭС - 39 ГВт.

В результате структура генерирующих мощностей и производства электроэнергии в России к 2030 г. изменится в сторону большего использования АЭС, ГЭС, угольных ТЭС и ВИЭ.

Установленная мощность электростанций в 2030 г. для усредненного варианта составит 410 ГВт, из них ТЭС – 239 ГВт, АЭС – 57 ГВт, ГЭС и ВИЭ – 114 ГВт, а выработка электроэнергии – 2045 млрд кВт.ч, из них ТЭС – 1265 млрд кВт.ч, АЭС – 400 млрд кВт.ч, ГЭС и ВИЭ – 380 млрд кВт.ч.

Структура расходуемого топлива на ТЭС будет изменяться в сторону уменьшения доли природного газа с 70,3% в 2008 г. до 60-62% в 2030 г., увеличения доли угля с 26% в 2008 г. до 34-36% в 2030 г., причем соотношение между долями угля и газа будет определяться складывающейся конъюнктурой цен на газ и уголь и политикой государства в использовании различных видов топлива для электроэнергетики.

Общая потребность в органическом топливе в усредненном варианте составит в 2030 г. 440 млн т у.т., в том числе природного газа - 266 млн т у.т., твердого топлива – 161 млн т у.т., мазута – 6 млн т у.т.

В табл. 2-5 приведена динамика развития генерирующих мощностей и производства электроэнергии для усредненного варианта.

ТАБЛИЦА 2. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ РОССИИ, ГВт, %

Электростанции	2008	2015	2020	2030
АЭС	23,8 10,6%	32 12,8%	39 13%	57 13,9%
ГЭС и ВИЭ	47,2 21%	57 22,8%	71 23,7%	114 27,8%
ТЭС	153,9 68,4%	161 64,4%	190 63,3%	239 58,3%
Всего	224,9	250	300	410

ТАБЛИЦА 3. ВВОД / ВЫВОД МОЩНОСТИ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ РОССИИ, ГВт

Электро- станции	2009- 2015	2016- 2020	2021- 2030	2009- 2030
АЭС	8 / 0	7 / 0	24 / 7	39 / 7
ГЭС и ВИЭ	10 / 0	14 / 0	43 / 0	67 / 0
ТЭС	16 / 9	42 / 13	97 / 48	155 / 70
Всего	34 / 9	63 / 13	164 / 55	261 / 77

ТАБЛИЦА 4. ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ РОССИИ,
МЛРД Квт.ч

Электро- станции	2008	2015	2020	2030
АЭС	163	205	268	400
ГЭС и ВИЭ	167	190	233	380
ТЭС	705	755	969	1265
Всего	1037	1150	1470	2045

ТАБЛИЦА 5. СТРУКТУРА ВЫРАБОТКИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РОССИИ, %

Электро- станции	2008	2015	2020	2030
АЭС	15,7	17,8	18,2	19,6
ГЭС и ВИЭ	16,1	16,5	15,9	18,6
ТЭС	68,2	65,7	65,9	61,8
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0

С помощью отраслевой математической модели «СОЮЗ [4], были выполнены расчеты оптимальной структуры генерирующих мощностей с детальным описанием режимов работы электроэнергетических систем (ЭЭС). Эти расчеты осуществляют проверку допустимости приведенных выше вариантов с точки зрения технических условий функционирования ОЭС и ЭЭС России.

Как следует из результатов расчетов, все оцениваемые варианты допустимы с точки

зрения технических возможностей покрытия суточных режимов работы энергосистем в зимние и летние рабочие сутки. Маневренные возможности генерирующих мощностей достаточны для прохождения провалов суточных графиков нагрузки. Балансы мощности для часа совмещенного графика нагрузки ЭЭС в декабрьские рабочие сутки во всех рассматриваемых вариантах покрываются с существенным избытком. При этом фактическая величина резерва мощности увеличивается до 21-22% в 2030 году при расчетной потребности в 15%.

Стратегия развития электростанций исходит из следующих **основных положений**.

Для преодоления создавшейся ситуации в электроэнергетике с учетом большой ее инерционности необходимо ускоренное развитие электроэнергетического потенциала страны.

В краткосрочной перспективе это должно быть осуществлено за счет широкого строительства высокоэффективных электростанций на базе ПГУ и ГТУ, прежде всего на действующих электростанциях, ускоренного завершения строительства начатых объектов электроэнергетики, а также сетевого строительства для устранения «узких мест» в системе передачи электроэнергии. Опережающий рост генерирующих мощностей уже в начале рассматриваемого периода позволит начать проведение коренной реконструкции тепловых электростанций на базе ПГУ и ГТУ и довести средний к.п.д. электростанций на газе к 2030 г. до 50%, а на новых электростанциях - до 55-60%. Необходимо провести масштабную реконструкцию районных газовых котельных путем установки ГТУ с котлами-утилизаторами.

Наряду с этим должно проводиться ускоренное строительство более капиталоемких электростанций – угольных и атомных.

Основными направлениями развития теплоэнергетики на период до 2030 года являются техническое перевооружение и реконструкции ТЭС, а также ввод новых мощностей на новых эффективных технологиях производства электроэнергии. Для ТЭС на газе – это ПГУ комбинированного цикла. Для ТЭС на угле – установки со сверхкритиче-

скими параметрами пара, установки со сжиганием топлива в циркулирующем кипящем слое, угольные технологии комбинированного цикла с газификацией угля или его сжиганием в котлах кипящего слоя под давлением.

Для атомных электростанций – это реакторные установки типа ВВЭР повышенной безопасности, реакторы на быстрых нейтронах большой мощности в замкнутом ядерном топливном цикле, модульные газоохлаждаемые реакторы для производства тепла промышленного потенциала.

В европейской части страны электроэнергетика будет развиваться, главным образом, за счет строительства ТЭС на газе с ПГУ и АЭС, в комплексе с ГАЭС для обеспечения покрытия переменной нагрузки, будет максимально использован гидроэнергетический потенциал на Северном Кавказе и Северо-Западе, местные виды топлив, потенциал малой гидроэнергетики.

На Урале электроэнергетика будет развиваться, главным образом, за счет развития тепловых электростанций на газе и угле, а также атомных электростанций.

В Сибири и на Дальнем Востоке развитие электроэнергетики будет происходить, главным образом, за счет строительства новых ГЭС и ТЭС на угле и газе (по мере освоения газовых месторождений в этой части страны для смягчения экологической обстановки, прежде всего, в крупных городах). Кроме того, в ряде регионов Сибири и Дальнего Востока с дорогим органическим топливом и сложной экологической обстановкой будет развиваться атомная энергетика.

В целом, в результате развития генерирующих мощностей будет получено следующее.

Все имеющиеся в настоящее время генерирующие мощности, работающие на газе, к 2030 г. будут представлять собой, в основном, ПГУ мощностью 70-450 МВт с КПД 52-53%. Среди новых парогазовых – установки единичной мощностью 325-800 МВт с КПД 55-60% и ПГУ меньшей мощности на ТЭЦ. Широкое применение найдут ГТУ и сочетание ГТУ с котлом-утилизатором для производства электроэнергии и тепла.

Генерирующие мощности на угле будут представлять собой установки на сверхкритические и суперкритические параметры пара с КПД 46-55%, установки с котлами с циркулирующим кипящим слоем, котлами с «низкотемпературным вихрем», а также будут осваиваться установки с газификацией угля и энерготехнологические установки. Общий средний КПД производства электроэнергии на установках, работающих на угле, будет порядка 41%.

В атомной энергетике к 2030 году в европейской части России будут преобладать серийные блоки АЭС с реакторами ВВЭР повышенной безопасности большой мощности 1000-1500 МВт с КПД до 36%, на Урале будут внедряться серийные энергоблоки с реакторами на быстрых нейтронах большой мощности с КПД выше 40% на урановом и уран-плутониевом топливе в замкнутом ядерном топливном цикле. На периферии ЕЭС России и в изолированных энергоузлах найдут применение АЭС и АТЭЦ с реакторами ВВЭР (ВБЭР) средней мощности (до 600 МВт) повышенной безопасности. В прибрежных районах Крайнего Севера и Дальнего Востока получат распространение плавучие энергоблоки с атомными теплоэлектростанциями малой мощности (до 70 МВт). Высокотемпературные модульные ядерные реакторы с газовым охлаждением будут применяться для промышленного теплоснабжения, для производства водорода, синтетического жидкого топлива и пр.

Широко будут использоваться гидроэнергетические установки различных мощностей с их концентрацией в регионах Сибири и Дальнего Востока, выполняющие системообразующую роль и покрывающие пиковую часть графика нагрузки.

Прирост производства электроэнергии на ГЭС в Сибири и на Дальнем Востоке будет определяться их конкурентоспособностью с ТЭС на угле.

Важной будет возможность достижения мультипликативных эффектов развития этих регионов, связанных с вводом новых ГЭС и созданием на их основе кластеров промышленных производств - потребителей энергии ГЭС. Магистральным направлением дости-

жения этих эффектов может быть сооружение крупных системообразующих гидроэнергетических комплексов (ГЭК): Нижнеангарского, Южно-Якутского, Витимского, и Нижне-Енисейского ГЭК.

Электроэнергия этих ГЭК может использоваться для освоения значительных местных природных ресурсов и передаваться по линиям электропередачи постоянного и переменного тока сверхвысокого напряжения в другие регионы.

Нетрадиционная энергетика будет развиваться в виде ветровых установок, энергоустановок, использующих энергию солнца, энергоустановок, использующих энергию биомассы, биогаза, газа, выделяемого отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газа, образующегося на угольных разработках, геотермальной энергии и использования энергии приливов морей и океанов.

Производство тепла будет сосредоточено на ТЭЦ с уменьшением их роли в теплоснабжении за счет развития систем когенерации (ГТУ плюс котел-утилизатор) и автономных теплоснабжающих установок.

Тенденции развития электроэнергетики в мире связаны не только с ростом масштабов производства электроэнергии на традиционных крупных электростанциях, но и с увеличением доли распределенной генерации энергии (РГЭ). Эти тенденции определяются необходимостью адаптации потребителей и развития ЭЭС к рыночной неопределенности, появлением новых высокоэффективных энергетических технологий, ростом доли высококачественных видов топлива, ужесточением экологических требований, стимулирующих использование ВИЭ.

Исходя из анализа наличия ресурсов, потребности в электрической и тепловой энергии, возможностей производства оборудования, прогноз развития РГЭ до 2030 года, представлен в табл. 6. Согласно выполненным оценкам, доля источников РГЭ в общем производстве электроэнергии в 2030 г. может составить примерно 16 %, а в производстве тепловой энергии – более 20 %.

Альтернативой развитию генерирующих мощностей являются мероприятия по управ-

лению электрической нагрузкой (энергосбережение, потребители-регуляторы (ПР)). На основе экспертного анализа и расчетов на математической модели [5] определены потенциал и оптимальные масштабы применения различных ПР к 2030 г. (см. табл. 7). Суммарный потенциал всех типов ПР в России составляет 173-192 ГВт для рассмотренного диапазона электропотребления. Большая часть этого потенциала сосредоточена в Центральном ФО (50-55 ГВт), Южном ФО (25-28 ГВт) и Приволжском ФО (36-39 ГВт). Основной объем потенциала представляют бытовые потребители, установки электроотопления с аккумулированием тепла и электрифицированный транспорт (электромобили).

ТАБЛИЦА 6. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ

Источник	2005	2015	2020	2030
Газотурбинные, парогазовые и паротурбинные ТЭЦ				
Производство электроэнергии, млрд. кВтч	1,2	35-40	80-110	220-280
Электрическая мощность, млн.кВт	0,45	6-8	15-20	40-50
Возобновляемые источники энергии				
Производство электроэнергии, млрд. кВтч	7,0	15-20	20-25	50-70
Электрическая мощность, млн.кВт	2,2	5-6	7-8	17-23
Распределенные теплоисточники				
Производство теплоэнергии, млн. Гкал	4,2	50-70	130-170	340-420
Тепловая мощность, тыс. Гкал/ч	1,5	18-24	45-60	120-150

В результате расчетов оптимальных масштабов применения ПР было установлено, что наиболее эффективными являются промышленные и сельскохозяйственные потребители, установки электроотопления с аккумулированием тепла, электромобили и холодильные установки. Суммарные оптимальные масштабы применения всех типов ПР по России в целом составляют 11 ГВт.

Таким образом, генерирующие мощности в 2030 г. будут состоять из энергоустановок, работающих на передовых, мирового уровня технологиях, позволяющих прово-

дить их эффективную эксплуатацию. Средний удельный расход условного топлива на 1 кВт.ч на тепловых электростанциях снизится с существующего уровня 333 г у.т. до 270 г у.т. в 2030 г.

ТАБЛИЦА 7. ПОТЕНЦИАЛ И ОБЪЕМЫ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ-РЕГУЛЯТОРОВ, 2030 г., ГВт

Потребитель-регулятор	Потенциал	Оптим. объем
Электрифицированный транспорт		
электромобили	70-80	2,0
водородомобили, производство водорода	1,5-1,7	0
Климатическое оборудование		
холодильные установки	8-10	0,1
электроотопление с аккумулярованием тепла	56-62	1,7
Обычные потребители		
бытовые	28-29	0
производственные	9-10	7,3
сельское хозяйство	0,2-0,2	0,2
Всего ПР	173-193	11,3

4. РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Развитие основной электрической сети ЕЭС России до 2030 г. должно происходить, главным образом, путем усиления сети переменного тока. Применение передач постоянного тока возможно для транспорта электроэнергии на дальние расстояния, а также для экспорта электроэнергии.

Усиление основной электрической сети переменного тока высших напряжений в ЕЭС России должно выполняться на напряжениях 220(330)-500(750) кВ. Использование напряжения 1150 кВ может быть оправдано лишь для транзитных электропередач и требует специальных обоснований.

Сеть 750 кВ переменного тока будет развиваться в европейской части России для усиления межсистемных связей ОЭС Северо-Запада с ОЭС Центра, выдачи мощности АЭС и возможного усиления электрических связей с Белоруссией и Украиной.

Линии электропередачи 500 кВ переменного тока нужны для усиления основных сетей в ОЭС Юга, Центра, Средней Волги, Урала, Сибири и Востока, а также для развития межсистемных связей между ними.

Сеть 330 кВ переменного тока продолжит выполнять системообразующие функции

в ряде энергосистем европейской части России (ОЭС Юга, Северо-Запада, Центра, Калининградской энергосистеме) и обеспечивать выдачу мощности электростанций.

Электропередачи 220 кВ в большинстве энергосистем будут выполнять распределительные функции и выдавать мощность электростанций для снабжения близлежащих потребителей. Они также могут использоваться для объединения изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) и связи их с ОЭС Сибири, усиления связей в Архангельской энергосистеме, энергосистеме Республики Коми, и в изолированных энергосистемах Сибири и Дальнего Востока.

В системах транспорта и распределения электроэнергии в перспективе найдут применение новые прогрессивные технологии. «Идеальный» проводник будет иметь проводимость высокочистой меди, вес алюминия, прочность и продолжительность срока службы усиленной стали.

Широко будут использоваться управляемые устройства (управляемые шунтирующие реакторы, тиристорные статические компенсаторы, продольная емкостная компенсация, объединенные регуляторы перетока мощности, фазоповоротные устройства, СТАТКОМЫ; устройства асинхронной связи – передачи и вставки постоянного тока, электромеханические преобразователи; накопители электрической энергии) и новые высокоэффективные системы управления электрическими сетями. Будут использоваться сверхпроводниковые устройства, в первую очередь кабели, накопители, токоограничивающие устройства.

Проведенные исследования по развитию транзита Восток - Запад выявили относительно высокую стоимость увеличения пропускной способности электрических связей, соизмеримую со стоимостью строительства электростанций. При анализе совместной выдачи мощности от электростанций Западной (Тюменской энергосистемы) и Восточной Сибири на Урал и в европейские регионы России выявлены существенные зависимости двух потоков мощности друг от друга. Такая зависимость обуславливает необходимость подробного учета всех основных свя-

зей в транзите Сибирь – европейская часть России и совместного рассмотрения перспектив развития электроэнергетики регионов Восточной и Западной Сибири, Урала и европейской части страны.

В табл. 8 приведены максимальные расчетные значения требуемой пропускной способности связей между ОЭС на период до 2030 года. Как видно, наибольший прирост пропускной способности электрических связей требуется в сечении Урал-Сибирь (на 5,7 ГВт к 2030 году). Экономически эффективна интеграция ОЭС Востока в рамках ЕЭС, с обеспечением перетока мощности ОЭС Сибири – ОЭС Востока, как минимум, в 1000 МВт. Целесообразно также присоединение к ЕЭС России энергорайонов Западной и Центральной Якутии.

ТАБЛИЦА 8. ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ МЕЖСИСТЕМНЫХ СВЯЗЕЙ, МВТ

Сечение	Существующая	2030 г.
Северо-Запад – Центр	1500	2800
Центр – Средняя Волга	3500	6100
Центр – Юг	2400	3500
Средняя Волга – Урал	3000	4500
Урал – Сибирь	3300	9000
Сибирь – Восток	0	1000

Первоочередными направлениями усиления связей являются:

- Сооружение второго транзита 750 кВ ОЭС Северо-Запада – ОЭС Центра для усиления связи и повышения надежности параллельной работы этих ОЭС.

- Сооружение ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Калужская для повышения надежности выдачи мощности Калининской АЭС.

- Сооружение ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Сясь – Петрозаводск – Онда – Путинская ГЭС – Кольская АЭС (вторая цепь транзита) для повышения пропускной способности транзита 330 кВ Кольская энергосистема – Карельская энергосистема – Ленинградская энергосистема, покрытия дефицита Карельской энергосистемы.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Помары – Удмуртская для усиления транзита Урал –

Средняя Волга – Центр, повышения надежности Татарской, Чувашской и Марийской энергосистем.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Газовая – Красноармейская для усиления транзита Центр – Средняя Волга.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская (вторая цепь) для усиления транзита Центр – Средняя Волга.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики (вторая цепь) и Ключики – Пенза-2 для снятия ограничений по выдаче мощности Балаковской АЭС и Саратовской ГЭС и усиления связи с ОЭС Центра.

- Перевод на номинальное напряжение транзита 500 кВ Иркутск – Бурятия – Чита для повышения надежности электроснабжения Забайкальской части ОЭС Сибири.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Омск – Ишим – Курган и Тобольск – Ишим для усиления связи ОЭС Сибири и Урала.

- Сооружение второй цепи 500 кВ Алюминиевая – Абаканская – Итатская для обеспечения гарантированного электроснабжения Абаканско-Минусинского района.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Северная - Вятка для повышения пропускной способности сети 500 кВ ОЭС Урала.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Северная – БАЗ для повышения надежности электроснабжения Березниковско-Соликамского и Серово-Богословского районов, усиления схемы выдачи мощности Пермской ГРЭС.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Привалово для повышения надежности электроснабжения Кропачево-Миасского узла Челябинской энергосистемы и усиления схемы выдачи мощности Троицкой ГРЭС.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Магистральная для повышения пропускной способности связей 500 кВ между Сургутской ГРЭС и южной частью Тюменской энергосистемы.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Невинномысская для повышения надежности работы Ставропольской ГРЭС.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Курдюм – Фроловская для усиления связей ОЭС Юга – ОЭС Средней Волги.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Фроловская – Ростов – Шахты для повышения надежности работы ЕЭС России, усиления сечения Волгоград – Ростов.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Волгодонская АЭС – Невинномысск для повышения пропускной способности сети 500 кВ ОЭС Юга и обеспечения надежной выдачи мощности Волгодонской АЭС.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Тихорецк – Крымская для повышения надежности электроснабжения потребителей Центральной и Юго-Западной частей Краснодарского края.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Центральная – Крымская для повышения надежности электроснабжения потребителей Краснодарского края.

- Сооружение ВЛ 330 кВ Нальчик – Алагир – Владикавказ для повышения надежности Северо-Осетинской, Ингушской и Чеченской энергосистем.

- Сооружение ВЛ 330 кВ Моздок – Артем для повышения надежности межгосударственного транзита ОЭС Юга (Дагестанская энергосистема) – Азербайджанская энергосистема.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Дальневосточная – Владивосток для увеличения пропускной способности сечения от Приморской ГРЭС на юг Приморского края, повышения надежности электроснабжения г. Владивосток и г. Находка.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Нерюнгинская ГРЭС – Тында (с включением на 220 кВ) для снятия ограничений по выдаче мощности Нерюнгинской ГРЭС в ОЭС Востока.

- Сооружение ВЛ 500 кВ Чугуевка-2 - Лозовая – Владивосток с ПС 500 кВ Владивосток для повышения надежности электроснабжения Приморского края.

Объем вводов линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше до 2030 года в усредненном варианте роста энергопотребления оценивается величиной 415 тыс. км, из них ВЛ 330 кВ и выше - 50 тыс. км.

5. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

Существующие в России нормативные документы предусматривают менее жесткие требования в обеспечении надежности, чем в энергообъединениях США и Европы. Критерий балансовой надежности, характеризующий в наиболее общем виде вероятностью бездефицитной работой энергосистем, на Западе, как правило, на порядок выше, чем в России. В качестве критерия режимной надежности на Западе обычно используется критерий $N-1$, а в ряде случаев критерии и более высоких порядков. В то же время в энергосистемах России предусмотрено более широкое использование средств противоаварийного управления.

При переходе к рыночным отношениям надежность становится экономической категорией, определяемой ценой, которую потребители согласны платить за заявленный уровень надежности. Это требует уточнения нормативных критериев балансовой и режимной надежности в сторону ужесточения этих критериев, в частности, повышения вероятности бездефицитной работы энергосистем - до величины порядка 0,9997 к концу рассматриваемого периода, а также обязательного выполнения критерия $N-1$, а в ряде случаев для особо ответственных объектов критерия $N-2$. При этом необходимо будет уточнить всю совокупность связанных с ними критериев надежности, в том числе резервов мощности ЕЭС России, ОЭС, региональных энергосистем, пропускных способностей межсистемных связей, расчетных возмущений, при которых должна обеспечиваться динамическая устойчивость, и др.

Были проведены комплексные исследования по анализу балансовой надежности ЕЭС на перспективу до 2030 г. Результаты расчетов на комплексе ЯНТАРЬ [6] показали, что оперативные резервы активной мощности в ЕЭС России в целом в вариантах ее развития увеличиваются по абсолютной величине в течение всего рассматриваемого периода для принятых нормативов надежности 0,9990 в 2015 г., 0,9991 – в 2020 г. и 0,9997 – в 2030 г.

Расчеты и анализ электрических режимов проводились с применением ПВК «АНАРЭС» [7]. Смысл анализа состоит в

проведении серии расчетов, когда по заданному алгоритму изменяются величины нагрузки или генерации в отдельных узлах, либо изменяется топология схемы по принципу «N-1», а для отдельных групп элементов «N-2». При этом анализируется существование режима в каждом варианте и допустимость контролируемых параметров режима.

Результаты показали, что расчетная схема для всех вариантов электропотребления в базовом нормальный режиме удовлетворяет критерию «N-1» по статической устойчивости при одиночном отказе ЛЭП, трансформатора или энергоблока электростанции. Дальнейшее увеличение нагрузки при контроле пределов по активной мощности генераторов невозможно. Также проводился анализ устойчивости ЕЭС при поочередном погашении расчетных узлов. При некоторых отключениях режим был неустойчив, но моделирование работы противоаварийной автоматики и последующее перераспределение генерации нормализовало режим ЕЭС.

6. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Экологическая оценка вариантов реализации Стратегии развития электроэнергетики проводилась по следующим компонентам природной среды: атмосферный воздух, гидросфера, земельные ресурсы (золошлаковые отходы). При проведении расчетов принималось, что вновь вводимые и реконструированные объекты удовлетворяют нормативным требованиям.

Результаты экологической оценки показывают, что в период до 2030 г. по отрасли в целом во всех рассматриваемых вариантах прогнозируется увеличение объемов водопотребления (водоотведения), образования золошлаковых отходов, а также объемов валовых выбросов загрязняющих веществ (кроме летучей золы) и парниковых газов. Вместе с тем, за счет ввода более экологически эффективного оборудования прогнозируется улучшение удельных показателей выбросов летучей золы, сернистого ангидрида и оксидов азота. Так, для усредненного варианта повышение удельной экологической эффективно-

сти работы ТЭС с 2009 по 2030 годы характеризуется следующими данными: удельный выброс летучей золы сократится с 15,67 до 6,54 кг/т у.т., диоксида серы – с 15,32 до 11,46 кг/т у.т. оксидов азота – с 3,69 кг/т у.т. до 2,79 кг/т у.т.

Во всех вариантах выброс парниковых газов предприятиями отрасли в период до 2020 г. не превысит уровня 1990 г., принятого, в соответствии с обязательствами Российской Федерации по Киотскому протоколу, за базовый. На уровне 2030 г. ожидаемый выброс парниковых газов во всех вариантах превысит уровень 1990 г.

Для устойчивого развития отрасли и достижения целевых экологических показателей в рассматриваемый период требуется разработка комплекса нормативно-правовых и нормативно-методических документов, а также существенное увеличение финансирования разработки и создания перспективных энергетических технологий.

7. ИНВЕСТИЦИИ И ПРОГНОЗ ЦЕН НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

В целом инвестиционные потребности для электроэнергетики на период до 2030 г. оцениваются в 890 млрд долл., для усредненного варианта электропотребления.

Расчеты показали, что в перспективе будет иметь место заметное увеличение стоимости производства электроэнергии, обусловленное необходимостью вложения значительных инвестиций на замену выбывающего оборудования и новое строительство, а также ростом стоимости топлива.

В табл. 9 показана динамика роста средней стоимости производства электроэнергии по ОЭС и ЕЭС России в целом, а также средний тариф на электроэнергию по всем категориям потребителей для усредненного варианта роста электропотребления, при условии минимизации затрат на функционирование и развитие электроэнергетики.

ТАБЛИЦА 9. СТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЦЕНТ/КВТ.Ч (В ЦЕНАХ 2007 Г.)

ОЭС	2008	2015	2020	2025	2030
ЕЭС России*	<u>2,2</u> 3,3- 3,5	<u>3,6</u> 5,4- 5,8	<u>4,4</u> 6,6- 7,1	<u>5,1</u> 7,6- 8,1	<u>5,5</u> 8,3- 8,8
Европейская часть и Урал	2,5	4,0	4,8	5,3	5,9
Северо-Запада	2,5	3,5	4,8	5,7	6,2
Центра	3,0	4,3	5,0	5,5	6,1
Средней Волги	2,1	2,5	3,7	4,6	5,2
Юга	2,0	3,7	4,6	5,0	5,4
Урала	2,5	4,4	5,1	5,5	5,9
Сибири	1,1	2,5	3,1	4,0	4,4
Востока	1,7	3,8	4,6	5,6	6,7

*) для ЕЭС в знаменателе указан средний тариф на электроэнергию по всем категориям потребителей.

Для ЕЭС России средняя стоимость производства электроэнергии для усредненного варианта увеличится с 2,2 цент/кВт.ч в 2008 г. до 5,5 цент /кВт.ч в 2030 г.

Выполнена оценка величины среднего тарифа по всем категориям потребителей в целом по ЕЭС России, которая составляет для усредненного варианта на уровне 2015 г. – 5,5 цент /кВт.ч, на уровне 2020 г. – 6,8 цент /кВт.ч и на уровне 2030 г. – 8,5 цент /кВт.ч.

В настоящее время тарифы на электроэнергию в России существенно завышены по сравнению с теми, которые могли бы быть при обеспечении оптимального функционирования и развития электроэнергетики страны. В 2006 г. средний тариф для потребителей по ЕЭС в целом составил 3,6 цент/кВт.ч, в 2007 г. – 4,0 цент/кВт.ч, в 2008 г. - 4,4 цент/кВт.ч, в 2009 г. – 5,2 цент/кВт.ч. При сохранении таких темпов роста тарифов на электроэнергию уже в 2011 г. будет достигнут уровень средних цен на электроэнергию в США, которые уже на протяжении 50 лет сохраняются практически неизменными и прогнозируется их сохранение на таком уровне и в 2030 г.

8. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

В табл. 10 приведены основные стратегические индикаторы изложенного варианта развития электроэнергетики России.

ТАБЛИЦА 10. ИНДИКАТОРЫ СТРАТЕГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Индикаторы/ направления	2008 (факт)	2015	2020	2030
Производство электроэнергии				
Доля нетопливных источников энергии в структуре производства электроэнергии, %	32,5	34	35	38
Топливообеспечение тепловых электростанций				
Доля газа в структуре топливообеспечения, %	70,3	70-71	65-66	60-62
Доля угля в структуре топливообеспечения, %	26	25-26	29-30	34-36
Энергетическая безопасность и надежность электроснабжения				
Вероятность бездефицитной работы энергосистем России	0,996	0,9990	0,9991	0,9997
Эффективность электроэнергетики				
КПД угольных ЭС, %	34	35	38	41
КПД газовых ЭС, %	38	45	50	53
КПД атомных ЭС, %	32	32	34	36
Удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии от ТЭС, г у.т./кВтч (% к уровню 2005 г.)	333 (99%)	315 (94%)	300 (90%)	270 (81%)
Потери в электрических сетях, % от отпуска электроэнергии в сеть	13	12	10	8

9. ЛИТЕРАТУРА

- [1] Волков Э.П., Баринов В.А. Методические принципы обоснования развития электроэнергетики России в условиях ее либерализации. Известия Академии наук. Энергетика, 2006, № 6, с.3-9.
- [2] Воропай Н.И., Труфанов В.В., Иванова Е.Ю., Шевелева Г.И. Проблемы развития электроэнергетики, методы и механизмы их решения в рыночных условиях. М.: ИНП РАН, 2007, 110 с.
- [3] Кононов Ю.Д., Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю. и др. Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики. Новосибирск: Наука, 2009. 178 с.
- [4] Воропай Н.И., Труфанов В.В. Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях. Электричество, 2000, №10, с. 6-13.

- [5] Труфанов В.В., Ханаев В.В. Математическое моделирование потребителей электроэнергии при оптимизации развития электроэнергетических систем. *Электричество*. 2008. № 9. С.2-9.
- [6] Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Модель оценки надёжности электроэнергетических систем при долгосрочном планировании их работы. *Электричество*. 2000. №11. С.17-24.
- [7] Шепилов О.Н., Ушаков Е.И., Ушаков А.Е. и др. ПВК АНАРЭС-2000 и перспективы его развития. Современные программные средства для расчётов нормальных и аварийных режимов, надёжности, оценивания состояния, проектирования электроэнергетических систем: Сборник докладов шестого научно-практического семинара. Новосибирск: ИДУЭС, 2006, с.5-14.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Волков Эдуард Петрович- д.т.н., акад. РАН, директор ЭНИИ

Баринов Валентин Александрович – д.т.н., зав. отд. ЭНИИ

Маневич Александр Соломонович – к.т.н. зам. зав. отд. ЭНИИ

Воропай Николай Иванович – д.т.н., чл-корр. РАН, директор ИСЭМ СО РАН

Лагереv Анатолий Владимирович – к.т.н., в.н.с. ИСЭМ СО РАН

Подковальников Сергей .Викторович – к.т.н., зав. лаб. ИСЭМ СО РАН

Труфанов Виктор Васильевич– к.т.н., зав. лаб. ИСЭМ СО РАН

Стенников Валерий Алексеевич – д.т.н, зам. директора ИСЭМ С РАН