РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ

РАСПОРЯЖЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

1038 1. Одобрить прилагаемую Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года (далее — Генеральная схема).

2. Минпромэнерго России совместно с Минэкономразвития России и Росатомом осуществлять мониторинг реализации Генеральной схемы и представлять ежегодно, в I квартале, в Правительство Российской Федерации соответствующий доклад.

3. Минпромэнерго России совместно с Минэкономразвития России, Росатомом, другими заинтересованными федеральными органами исполнительной власти и Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом» сформировать в 3-месячный срок постоянно действующую рабочую группу по осуществлению мониторинга реализации Генеральной схемы и утвердить регламент ее работы, предусмотрев в нем порядок рассмотрения предложений по уточнению и корректировке Генеральной схемы.

4. Минпромэнерго России утвердить в 3-месячный срок порядок формирования и обеспечения функционирования государственной системы долгосрочного прогнозирования спроса (предложения) на электрическую энергию и мощность на оптовом и розничных рынках, в том числе порядок формирования прогноза топливного баланса электроэнергетики.

5. Минпромэнерго России совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти и Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом» представить в 3-месячный срок в Правительство Российской Федерации в установленном порядке план мероприятий по стимулированию привлечения инвестиций в электроэнергетику Российской Федерации.

Председатель Правительства Российской Федерации В. ЗУБКОВ

Москва
22 февраля 2008 г.
№ 215-р

gost.e-ecolog.ru

ОДОБРЕНА
распоряжением Правительства
Российской Федерации
от 22 февраля 2008 г.
№ 215-р

ГЕНЕРАЛЬНАЯ СХЕМА

размещения объектов электроэнергетики до 2020 года

I. Цели и приоритеты Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 года

Электроэнергетика — базовая отрасль экономики России, обеспечивающая потребности экономики и населения страны в электрической и тепловой энергии, во многом определяющая устойчивое развитие всех отраслей экономики страны. Эффективное использование потенциала электроэнергетической отрасли, установление приоритетов и параметров ее развития создадут необходимые предпосылки для роста экономики и повышения качества жизни населения страны. Процесс опережающего развития электроэнергетической отрасли является необходимым фактором успешного экономического развития России.

Энергетической стратегией России на период до 2020 года определены следующие основные целевые ориентиры долгосрочной политики государства в электроэнергетике:

надежное снабжение экономики и населения страны электрической и тепловой энергией;

сохранение целостности и развитие Единой энергетической системы России, ее интеграция с другими энергообъединениями на Евразийском континенте;

повышение эффективности функционирования и обеспечение устойчивого развития электроэнергетики на базе современных технологий;

снижение вредного воздействия на окружающую среду.

Увеличение темпов развития экономики привело к существенному росту спроса на электроэнергетические и тепловые ресурсы внутри страны. В настоящее время при большом различии темпов роста спроса на электрическую и тепловую энергию в регионах в условиях рыночных реформ, увеличивающих число независимых производителей электрической энергии, необходимо обеспечить максимально эффективное использование потенциала электроэнергетической отрасли.

Учитывая длительность реализации инвестиционных проектов в электроэнергетике, динамично развивающийся спрос на электрическую и тепловую энергию, необходимо конкретизировать приоритеты и параметры развития электроэнергетической отрасли с учетом оптимального использования топливно-энергетических ресурсов и передовых технологий, обосновав на долгосрочный период рациональную, экономически эффективную структуру размещения объектов электроэнергетики.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года (далее — Генеральная схема) — это сбалансированный план размещения электростанций и электросетевых объектов на указанный период на основе оценки прогнозов электропотребления страны и ее регионов, конкретизирующий цели, задачи и основные мероприятия по развитию отрасли.

Целью Генеральной схемы является обеспечение надежного и эффективного энергоснабжения потребителей и полноценного удовлетворения потребностей экономики страны в электрической и тепловой энергии.

Главной задачей Генеральной схемы является формирование на основе существующего потенциала и установленных приоритетов развития отрасли

надежной, экономически эффективной и оптимально использующей топливные ресурсы страны рациональной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов и создание условий для предотвращения наиболее эффективным способом прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности.

Приоритетами Генеральной схемы в рамках установленных ориентиров долгосрочной государственной политики в сфере электроэнергетики являются:

опережающее развитие электроэнергетической отрасли, создание в ней экономически обоснованной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов для надежного обеспечения потребителей страны электрической и тепловой энергией;

оптимизация топливного баланса электроэнергетики за счет максимально возможного использования потенциала развития атомных, гидравлических, а также использующих уголь тепловых электростанций и уменьшения в топливном балансе отрасли использования газа;

создание сетевой инфраструктуры, развивающейся опережающими темпами по сравнению с развитием электростанций и обеспечивающей полноценное участие энергокомпаний и потребителей в функционировании рынка электрической энергии и мощности, усиление межсистемных связей, гарантирующих надежность взаимных поставок электрической энергии и мощности между регионами России, а также возможность экспорта электрической энергии;

минимизация удельных расходов топлива на производство электрической и тепловой энергии путем внедрения современного высокоэкономичного оборудования, работающего на твердом и газообразном топливе;

снижение техногенного воздействия электростанций на окружающую среду путем эффективного использования топливно-энергетических ресурсов, оптимизации производственной структуры отрасли, технологического перевооружения и вывода из эксплуатации устаревшего оборудования, увеличения объема природоохранных мероприятий на электростанциях, реализации программ по развитию и использованию возобновляемых источников энергии.

В Генеральной схеме пообъектно представлены электростанции только общесистемного (федерального) уровня — все атомные электростанции, тепловые электростанции установленной мощностью 500 МВт и выше, гидроэлектростанции установленной мощностью 300 МВт и выше, электрические сети напряжением 330 кВ и выше, а также электрические сети напряжением 220 кВ, предназначенные для выдачи мощности новых электростанций, межсистемные и межгосударственные линии электропередачи.

Генеральная схема будет ориентировать компании разных форм собственности, федеральные органы исполнительной власти и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации на создание таких условий, которые обеспечивали бы рациональное использование всех энергетических ресурсов в масштабах страны.

II. Современное состояние электроэнергетики

Электроэнергетическая отрасль России — это развивающийся в масштабах всей страны высокоавтоматизированный комплекс электростанций, электрических сетей и объектов электросетевого хозяйства, объединенных единым технологическим циклом и централизованным оперативно-диспетчерским управлением.

Установленная мощность электростанций зоны централизованного электроснабжения по состоянию на 31 декабря 2006 г. составила 210,8 млн. кВт, из них мощность тепловых электростанций составляет 142,4 млн. кВт (68 процентов суммарной установленной мощности), гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций — 44,9 млн. кВт (21 процент суммар-

ной установленной мощности) и атомных электростанций — 23,5 млн. кВт (11 процентов суммарной установленной мощности).

Суммарная мощность устаревшего оборудования на электростанциях России составляет 82,1 млн. кВт, или 39 процентов установленной мощности всех электростанций, в том числе на тепловых электростанциях — 57,4 млн. кВт, или 40 процентов их установленной мощности, а на гидравлических — 24,7 млн. кВт, или более 50 процентов их установленной мощности.

Введено в эксплуатацию с 1990 по 2007 год преимущественно на тепловых электростанциях 24,6 млн. кВт новых мощностей.

К 2020 году уже 57 процентов мощностей действующих тепловых электростанций отработают свой ресурс. К этому периоду с учетом работ по техническому перевооружению предполагается вывести из эксплуатации устаревшее оборудование на 51,7 млн. кВт установленной в настоящее время мощности, в том числе на тепловых электростанциях — 47,7 млн. кВт и на атомных — 4 млн. кВт.

В топливном балансе электростанций доминирует газ. Удельный вес газа в период с 2001 по 2006 год в топливном балансе отрасли увеличился с 65,9 процента до 68,1 процента, а доля угля снизилась с 26,7 процента до 25,3 процента.

Электрические сети России делятся на системообразующие (магистральные) сети, обеспечивающие целостность функционирования Единой энергетической системы России, и распределительные сети, с помощью которых осуществляется электроснабжение потребителей. Высоковольтная сеть в европейской части Единой энергетической системы России в основном сформирована на основе линий электропередачи напряжением 330—750 кВ, в то время как в остальной части Единой энергетической системы России одновременно с развитием сетей напряжением 500 кВ промышленно осваивались сети напряжением 1150 кВ.

Протяженность электрических сетей напряжением 110—1150 кВ всех объединенных энергетических систем по состоянию на 31 декабря 2006 г. составила (в одноцепном исчислении) более 442,2 тыс. км. Суммарная установленная мощность трансформаторов разных классов напряжения на понизительных подстанциях по состоянию на 31 декабря 2006 г. составила около 696,9 млн. кВА.

Износ основных фондов электросетевого хозяйства в настоящее время составляет в среднем 40,5 процента, в том числе оборудования подстанций — 63,4 процента.

III. Прогноз спроса на электрическую энергию

На протяжении последних 8 лет Россия демонстрирует устойчивую положительную динамику роста электропотребления.

Электропотребление в стране с 1991 по 1998 год сократилось почти на 25 процентов, появились значительные резервы мощности в Единой энергетической системе России, ощутимо снизилась загрузка действующих электростанций.

В 1998 году период падения спроса на электрическую энергию закончился и начался рост, при котором уровень электропотребления в 2006 году составил 980 млрд. кВт·ч, что на 9 процентов ниже максимума, зафиксированного в 1990 году (1074 млрд. кВт·ч).

Общая тенденция роста спроса на электроэнергию прослеживается по всей стране, при этом важной особенностью такого роста является его неравномерность как в региональном, так и в отраслевом отношении. В ряде случаев это уже привело к дефициту генерирующих мощностей в условиях пика электропотребления в зимний период (Московская, Ленинградская и Тюменская энергосистемы).

Для разработки Генеральной схемы принят прогноз, предусматривающий рост электропотребления в России к 2015 году до уровня 1426 млрд. кВт·ч (базовый вариант) с возможным вариантом увеличения электропотребления в этот период до 1600 млрд. кВт·ч (максимальный вариант).

Прогноз электропотребления по России и ее регионам для базового и максимального вариантов представлен в приложении № 1.

Базовый вариант электропотребления характеризуется относительно устойчивой территориальной структурой на рассматриваемый период. Прогнозируется увеличение доли регионов Северо-Запада, Центра и Дальнего Востока в общем энергопотреблении по России (суммарная доля рассматриваемых регионов может увеличиться с 36,8 процента в 2006 году до 39,9 процента в 2020 году), стабилизация доли региона Урала на уровне 24,6—24,7 процента и уменьшение доли регионов Средней Волги, Юга и Сибири (с 36,4 процента до 34 процентов).

Опережающее развитие субъектов Российской Федерации, входящих в регионы Северо-Запада и Центра, связано с наличием здесь мощного производственного и научно-технического потенциала. На территории этих регионов ожидается расширение многочисленных действующих и строительство новых, в том числе электроемких, промышленных производств (металлургического завода в Калужской области, крупного металлургического комплекса на базе Михайловского ГОКа в Курской области, предприятий по производству целлюлозы в Ленинградской области, а также в Республике Коми и нефтеперерабатывающих заводов в Ленинградской области и на Кольском полуострове).

Предполагается осуществление крупных инвестиционных проектов по развитию транспортной инфраструктуры. Существенными факторами, способствующими росту электропотребления в рассматриваемых субъектах Российской Федерации, будет динамичное развитие новых направлений сферы услуг (строительство торгово-досуговых центров, бизнес-центров и т.д.) и крупномасштабное жилищное строительство.

Прогнозируемое электропотребление региона Урала определяется значительным ростом спроса на электрическую энергию на территории Тюменской энергосистемы, на долю которой приходится половина общего прироста электропотребления региона к 2020 году, что связано с увеличением добычи нефти и природного газа (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция остается ведущей нефтяной базой России), повышением электроемкости нефтедобычи и развитием транспортной инфраструктуры. В Тюменской области прогнозируется рост численности населения. В связи с этим ожидается значительный рост потребности в электрической энергии для нужд домашнего хозяйства и сферы услуг.

На формирование перспективных показателей спроса на электрическую энергию по региону Урала заметное влияние окажет также реализация крупных инвестиционных проектов по расширению, модернизации и развитию металлургических производств прежде всего в Свердловской и Челябинской областях.

В регионе Дальнего Востока ожидается увеличение электропотребления за весь рассматриваемый период в 1,9 раза, при этом доля региона в суммарном электропотреблении увеличится незначительно.

В рассматриваемой перспективе основной спрос на электрическую энергию в регионе Сибири будет формироваться за счет промышленного производства (более 55 процентов абсолютного прироста общего электропотребления, прогнозируемого к 2020 году). На территории Сибири планируется ввод новых крупных электроемких предприятий — Богучанского и Тайшетского алюминиевых заводов, газохимического комплекса на базе Ковыктинского газоконденсатного месторождения, электрометаллургического

завода в Новосибирской области, нескольких целлюлозно-бумажных комбинатов.

Прогнозируемые темпы роста потребности в электрической энергии в Поволжье ниже, чем по России в целом, что в значительной степени определяется особенностями структуры промышленного производства на ее территории, характеризующейся преобладанием обрабатывающих производств, в том числе производства машиностроительной продукции.

Ожидаемый спрос на электрическую энергию в Южном федеральном округе находится в зависимости от расширения промышленного производства, в том числе за счет строительства новых металлургических предприятий, а также развития объектов инфраструктуры, включая строительство новых и реконструкцию действующих курортно-оздоровительных, гостиничных и рекреационных комплексов.

Максимальный вариант потребления электрической энергии характеризуется более значительными территориальными изменениями.

В течение всего прогнозного периода при максимальном варианте по сравнению с базовым вариантом происходит увеличение доли регионов Сибири и Дальнего Востока в общем электропотреблении страны за счет интенсивного роста электропотребления, связанного с предполагаемым опережающим развитием экономики соответствующих территорий. Наличие больших запасов природных ресурсов (руд цветных металлов, нерудных материалов, ресурсов леса и углеводородов) станет базой для расширения производства продукции на электроемких предприятиях.

Предстоящее развитие предполагает осуществление таких крупнейших инвестиционных проектов, как проект освоения месторождений нефти на континентальном шельфе в Баренцевом море, включая строительство экспортного нефтепровода Харьяга — Индига и нефтеналивного терминала, проект комплексного развития Нижнего Приангарья, Северо-Красноярский проект (на базе освоения и разработки Ванкорского и Северо-Ванкорского месторождений нефти), проект строительства нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан, обеспечивающего разработку Верхнечонского и Талаканского нефтегазоконденсатных месторождений, Удоканский проект на базе крупнейшего в России месторождения меди, проект строительства алюминиевого завода на Дальнем Востоке.

Развитие субъектов Российской Федерации, входящих в регионы Центра и Юга, связано с ожидаемым стабильным ростом спроса на электрическую энергию, обеспечиваемым устойчивым развитием экономики. Формирование крупных городских агломераций на основе современных городов-миллионников, а также развитие промышленного и сельскохозяйственного производства приведут к стабилизации доли этих регионов в общероссийском объеме электропотребления.

IV. Прогноз экспорта — импорта электрической энергии и мощности

Межгосударственное сотрудничество, освоение новых энергетических рынков, повышение надежности и экономичности обеспечения потребителей электрической энергией на основе использования экономических, технических и технологических преимуществ, связанных с параллельной работой электроэнергетических систем, являются важнейшими направлениями внешней политики России в сфере электроэнергетики.

Суммарный экспорт электрической энергии из России (сальдо без учета приграничной торговли) в 2004 году составлял 6 млрд. кВт·ч, в 2005 году — 11,2 млрд. кВт·ч, в 2006 году — 14,1 млрд. кВт·ч.

В Генеральной схеме предусмотрены следующие мероприятия по реализации экспортно-импортной политики России в сфере электроэнергетики:

дальнейшее увеличение экспорта электрической энергии в Финляндию в период 2016—2020 годов при сооружении на площадке подстанции Княжегубская напряжением 330 кВ вставки постоянного тока (ВПТ) мощностью 500 МВт и линии электропередачи от вставки постоянного тока до Пиртти-коски (Финляндия) напряжением 400 кВ и протяженностью 175 км до государственной границы. Это обеспечит возможность передачи электрической энергии и мощности в Финляндию в объеме 3 млрд. кВт·ч и 500 МВт, а также обмена электрической энергией и мощностью между Кольской энергосистемой и энергосистемой Финляндии, что повысит надежность работы протяженного транзита Колэнерго — Карелэнерго — Ленэнерго. После 2020 года может рассматриваться перспектива установки второй вставки постоянного тока мощностью 500 МВт, подвески второй цепи на линии электропередачи напряжением 400 кВ. При этом возможность передачи мощности в энергосистему Финляндии возрастет до 1 ГВт, а передачи электрической энергии — до 6 млрд. кВт·ч;

поставка электрической энергии и мощности в Калининградскую энергосистему из энергосистемы Литвы в период 2007—2009 годов до вывода из работы второго энергоблока Игналинской АЭС в размере от 1,9 до 0,6 млрд. кВт·ч и 600 МВт.

С 2010 года до ввода второго блока на Калининградской ТЭЦ-2 ликвидация дефицита электрической мощности Калининградской энергосистемы будет осуществляться за счет поставок мощности в размере 200 МВт из Единой энергетической системы России через электрические сети энергосистем Белоруссии и стран Балтии, а также за счет ввода в действие в Калининградской энергосистеме мощностей тепловых электростанций, использующих твердое топливо. В условиях возможного объединения энергосистем Литвы и Польши для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Калининградской энергосистемы предусмотрено сооружение двухцепной линии электропередачи Калининградская энергосистема — энергосистема Польши напряжением 400 кВ, которая позволит осуществлять обмен электрической энергией между ними, а также передавать ее избытки в европейские страны;

импорт электрической энергии из Казахстана и Украины в связи с прогнозируемым увеличением спроса на электрическую энергию в России и невозможностью в период до 2010 года быстрого развертывания энергетического строительства из-за его большой капиталоемкости. После 2010 года с учетом намечаемых вводов генерирующих мощностей импорт электрической энергии из этих стран практически прекращается;

широкомасштабный экспорт электрической энергии и мощности в Китай. Это будет являться стимулом для интенсивного развития энергетики Дальнего Востока, сооружения в данном регионе генерирующих источников на местном топливе и усиления межгосударственных электрических связей и внутренней сети Единой энергетической системы России. Кроме того, увеличение поставок электрической энергии и мощности в Китай стимулирует экономическое развитие регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока. Ожидается, что реализация проекта экспорта электрической энергии в Китай внесет ощутимый вклад в валовый региональный продукт этих регионов за счет строительства новых энергообъектов и значительного увеличения экспорта (налоговые и прочие поступления в бюджеты). Это будет способствовать сокращению миграции населения в другие регионы, ускорит модернизацию стареющей инфраструктуры, даст дополнительный импульс развитию смежных отраслей промышленности. Экспорт электрической энергии и мощности в Китай из энергозоны Востока будет осуществляться от существующих на юге Дальнего Востока электростанций начиная с 2008 года

в объеме 0,75 ГВт и 4,5 млрд. кВт·ч и уже к 2012 году достигнет 3,75 ГВт и 22,5 млрд. кВт·ч при вводе в действие в Хабаровской энергосистеме новой Ургальской ТЭС (4 × 900 МВт). Рассматривается также возможность широкомасштабного экспорта электрической энергии и мощности в Китай из Сибири. В качестве экспортно ориентированных генерирующих источников в Сибири принимается ввод энергоблоков на новой Харанорской ТЭС (3 × 800 МВт), Татауровской ТЭС (2 × 600 МВт) и Олонь-Шибирской ТЭС (4 × 900 МВт). Начало широкомасштабного экспорта электрической энергии и мощности из Сибири предусматривается в 2015 году в объеме 6 ГВт и 36 млрд. кВт·ч.

V. Развитие генерирующих мощностей электроэнергетики

Основным целевым ориентиром развития генерирующих мощностей электроэнергетики на период до 2020 года является создание рациональной, всесторонне обоснованной структуры мощностей в целях надежного обеспечения потребителей страны электрической и тепловой энергией.

В Генеральной схеме основой формирования рациональной структуры генерирующих мощностей являются следующие основные принципы:

развитие генерирующих мощностей, обеспечивающих надежное (при соблюдении установленных технологических параметров и стандартных показателей качества электрической энергии) функционирование электроэнергетики;

предельно возможное развитие доли не использующих органическое топливо источников электрической энергии — атомных и гидравлических электростанций;

сокращение доли мощности всех тепловых электростанций, использующих органическое топливо, сопровождающееся увеличением доли мощности тепловых электростанций, использующих твердое топливо, при интенсивном снижении доли мощности тепловых электростанций, использующих газообразное и жидкое топливо;

прогнозируемый рост мощности теплоэлектроцентралей до 2020 года, осуществляемый преимущественно за счет увеличения мощности наиболее прогрессивных типов электростанций (парогазовых и газотурбинных), использующих газ. Использование газа как экологически наиболее чистого вида топлива предусмотрено в первую очередь для обеспечения растущей потребности в тепловой энергии, а также в целях развития теплофикации не только в европейской части Единой энергетической системы России, но и в газифицированных районах ее восточной части;

ориентирование практически всего прогнозируемого роста мощности конденсационных электростанций в период 2013—2020 годов на развитие конденсационных электростанций, использующих уголь. Использование газа для увеличения их мощности предлагается лишь на ближайшие 5 лет, когда на фоне ускоренного роста электропотребления добиться соответствующего нарастания ввода генерирующих мощностей можно только за счет развития наиболее быстро сооружаемых типов электростанций, а также замены устаревшего оборудования на прогрессивное на действующих конденсационных электростанциях, использующих газ.

Приоритетами территориального развития генерирующих мощностей являются:

в европейской части России — максимальное развитие атомных и гидроаккумулирующих электростанций, техническое перевооружение электростанций, использующих газомазутное топливо;

в Сибири — развитие гидроэлектростанций и тепловых электростанций, использующих уголь;

на Дальнем Востоке — развитие гидроэлектростанций, тепловых электростанций, использующих уголь, а также газ (для теплоэлектроцентралей в

крупных городах), с учетом перспектив разработки газовых месторождений о. Сахалина.

Генеральная схема ориентирована на использование наиболее прогрессивного оборудования для развития тепловых и гидравлических электростанций.

Так, оборудование, устанавливаемое при техническом перевооружении и строительстве новых тепловых электростанций, должно обеспечивать повышение надежности и эффективности использования топлива, а также улучшение экологических показателей. При использовании газа на тепловых электростанциях как при техническом перевооружении, так и при новом строительстве должны применяться исключительно парогазовые и газотурбинные технологии с постепенным повышением коэффициента полезного действия — от 50 процентов в настоящее время до 55—60 процентов после 2010 года.

Для конденсационных электростанций, использующих уголь, рекомендована установка модернизированных блоков (температура пара — 565°С и коэффициент полезного действия — до 41 процента), а после 2010 года в европейской части России — энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара (давление пара 30—32 МПа, температура пара 600—620°С, коэффициент полезного действия — до 44—46 процентов). На теплоэлектроцентралях, использующих уголь, также предполагается установка модернизированного оборудования, а при низкокачественном топливе — оснащение котлоагрегатами с циркулирующим кипящим слоем (коэффициент полезного действия — 39—41 процент).

Для гидроэнергетического оборудования должна применяться современная система антикоррозийной защиты с длительным сроком эксплуатации, укомплектованная усовершенствованными автоматизированными системами управления и автоматизированными системами управления технологическими процессами, системами диагностики и контроля безопасности сооружений.

На атомных электростанциях предусмотрено использование новых типовых серийных энергоблоков с реакторной установкой типа ВВЭР-1000 электрической мощностью 1150 МВт. Кроме этих блоков в период до 2020 года предусматривается возможность сооружения энергоблоков единичной мощностью 300 МВт, а также плавучих атомных электростанций мощностью 70 МВт. В период до 2015 года предусмотрено увеличение мощности на действующем оборудовании атомных электростанций за счет мероприятий по модернизации, обеспечивающих прирост мощности действующих атомных блоков на 1,5 млн. кВт.

При разработке балансов электрической энергии и мощности в Генеральной схеме учитывались все электростанции независимо от величины их мощности.

Для принятого базового варианта спроса на электрическую энергию потребность в установленной мощности электростанций (зона централизованного электроснабжения) определена в объеме 245,5 млн. кВт в 2010 году, 297,5 млн. кВт — в 2015 году и 347,4 млн. кВт — в 2020 году. В максимальном варианте уровень потребности в установленной мощности оценивается в 256,2 млн. кВт в 2010 году, 326,2 млн. кВт — в 2015 году и 397,7 млн. кВт — в 2020 году.

Величина перспективной потребности в установленной мощности электростанций учитывает прогнозируемый максимум нагрузки, сальдо экспорта (импорта) мощности, нормативный расчетный резерв мощности, величину ограничений установленной мощности электростанций и величину неиспользуемой мощности гидроэлектростанций в период прохождения максимума нагрузки.

Прогнозируемая потребность в установленной мощности электростанций обеспечивается за счет следующих групп генерирующих источников:

остающаяся в эксплуатации мощность действующих электростанций всех типов;

прогнозируемая на период до 2020 года новая (включая обновляемую) мощность теплоэлектроцентралей;

новая (включая обновляемую) мощность электростанций общесистемного значения — атомные электростанции, гидроэлектростанции и конденсационные электростанции, использующие газ и уголь.

В соответствии с полученными выводами об эффективности продления сроков эксплуатации части устаревшего оборудования или его замены новым прогнозируется уменьшение суммарной мощности всех типов действующих электростанций страны (в сравнении с уровнем 2006 года) на 49,5 млн. кВт.

Изменение мощности действующих электростанций (зона централизованного электроснабжения) приведено в приложении № 2.

Исходя из прогноза общей потребности страны и ее регионов в тепловой энергии, при подготовке Генеральной схемы сформирован баланс тепловой энергии, оценена прогнозируемая динамика ее суммарного производства на тепловых электростанциях и соответствующая ей прогнозируемая динамика изменения мощности теплоэлектроцентралей по стране и европейской части Единой энергетической системы России.

Прогнозируемый достаточно интенсивный рост доли отпуска тепловой энергии от тепловых электростанций (в целом по стране от 44 процентов в 2006—2010 годах до 51,5 процента в 2020 году) базируется на эффективности теплофикации в условиях серьезного изменения как собственных технико-экономических показателей теплоэлектроцентралей (особенно с прогрессивными парогазовыми и газотурбинными технологиями), так и стоимостных показателей использования разных видов топлива. Это обусловлено расположением теплоэлектроцентралей в городах и крупных населенных пунктах и связанными с этим требованиями к экологическим показателям оборудования, ограничениями в отношении площади отчуждаемых земель и водных ресурсов.

Задачи обоснования размещения, мощности и типов оборудования для конкретных теплоэлектроцентралей должны быть решены на основе разработки территориальных схем развития субъектов Российской Федерации и схем теплоснабжения городов.

В европейской части Единой энергетической системы России предусматривается преимущественное развитие новых мощностей теплоэлектроцентралей, работающих на газе, использующих прогрессивные технологии (парогазовые и газотурбинные), и лишь частично (в основном в районах вне зоны обслуживания газоснабжающей системы) новые мощности будут вводиться на теплоэлектроцентралях, работающих на угле.

Потребность отрасли в новой мощности гидроэлектростанций, атомных электростанций и конденсационных электростанций (зона централизованного электроснабжения) приведена в приложении № 3.

Масштабы развития атомных электростанций до 2020 года сформированы исходя из прогнозируемых Федеральным агентством по атомной энергии возможностей энергомашиностроения по ежегодному выпуску для них основного (реакторного) оборудования с типовым энергоблоком мощностью 1150 МВт и возможностей строительного комплекса по параллельному вводу основного оборудования на разных площадках.

В Генеральной схеме районы размещения атомных электростанций выбраны исходя из условий:

балансовой необходимости увеличения мощности в разных энергозонах;

минимизации затрат на сетевое строительство для выдачи мощности атомных электростанций в пределах каждой энергозоны;

сравнительной эффективности атомных электростанций и альтернативных электростанций, использующих иные виды энергетических ресурсов, в каждой энергозоне.

Прогнозируемый ввод мощности атомных электростанций до 2020 года на территории основных энергозон при базовом варианте составляет 32,3 млн. кВт.

Для покрытия потребности в мощности при максимальном варианте электропотребления предусмотрена дополнительная программа развития атомных электростанций, предполагающая максимальное задействование возможностей отечественного атомного энергомашиностроения и предусматривающая в 2015—2020 годах дополнительный ввод 5,8 млн. кВт установленной мощности.

Перечень модернизируемых, расширяемых и вновь сооружаемых атомных электростанций представлен в приложении № 4.

В Генеральной схеме масштабы развития гидроэлектростанций в период до 2020 года определены с учетом:

балансовой необходимости увеличения маневренной мощности в каждой энергозоне или в соседних с ней энергозонах (по гидроаккумулирующим электростанциям — с дополнительным учетом необходимости увеличения ночной нагрузки энергозоны);

сравнительной эффективности в каждой энергозоне гидроэлектростанций и электростанций, использующих другие виды энергоресурсов;

целесообразности достройки гидроэлектростанций и максимального использования существующих проектных наработок.

Ввод мощностей гидроэлектростанций до 2020 года при базовом варианте предусмотрен в объеме 25,9 млн. кВт.

Для покрытия потребности в мощности при максимальном варианте электропотребления предусмотрена дополнительная программа сооружения мощностей гидроэлектростанций в объеме 4,8 млн. кВт. Указанная программа предусматривает максимальное использование возможностей отечественного гидроэнергомашиностроения и гидростроительного комплекса.

Перечень модернизируемых и вновь сооружаемых гидроэлектростанций представлен в приложении № 5.

Принцип разумной избыточности сетевой инфраструктуры, предусмотренный Генеральной схемой, позволяет не только обеспечить надежное электроснабжение потребителей, но и гарантировать инвестору при строительстве электростанций свободное подключение к сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети и минимальные расходы на мероприятия, обеспечивающие выдачу мощности электростанций.

Это особенно важно для тепловых электростанций, которые будут сооружаться только за счет средств частного капитала. При максимально возможном развитии атомных и гидравлических электростанций в период до 2020 года (при прогнозируемой потребности во вводе генерирующих мощностей) основная часть вводимой мощности по-прежнему будет обеспечиваться крупными конденсационными электростанциями, использующими газ или уголь.

Возможности использования экологически наиболее чистого топлива — газа на конденсационных электростанциях в основном определяются ресурсными ограничениями и конкурентоспособностью с конденсационными электростанциями, использующими уголь. Конкурентоспособность конденсационных электростанций, использующих газ, и альтернативных источников (атомных электростанций и конденсационных электростанций, использующих уголь) в значительной мере определяется ценами на газ.

Прогнозируемое уже в ближайшем 5-летии увеличение внутрироссийских цен на газ существенно изменит безусловную предпочтительность парогазовых электростанций по сравнению с альтернативными источниками базисной

мощности (атомными электростанциями и конденсационными электростанциями, использующими уголь) в европейской части страны.

Развитие тепловых электростанций будет базироваться на следующих принципах:

для электростанций, использующих уголь, — вывод из эксплуатации отработавших свой ресурс агрегатов, имеющих низкие значения параметров (90 атмосфер и ниже), и модернизация остальных агрегатов с последующим продлением срока их эксплуатации (при новом строительстве — приоритет над электростанциями, использующими газ);

для электростанций, использующих газ, — вывод из эксплуатации отработавших свой ресурс конденсационных паросиловых агрегатов независимо от значений параметров и единичной мощности блока, а также вывод из эксплуатации отработавших свой ресурс теплофикационных агрегатов, имеющих низкие значения параметров (90 атмосфер и ниже). Новое строительство ориентировано преимущественно на ввод в действие теплоэлектроцентралей.

Перечень модернизируемых, расширяемых и вновь сооружаемых тепловых электростанций представлен в приложении № 6.

Сформированная структура генерирующих мощностей обеспечивает энергетическую безопасность каждого региона за счет повышения использования различных видов энергоресурсов и типов электростанций, отличаясь высокой стабильностью при неизбежных в перспективе колебаниях цен на топливо, а также технико-экономических показателей электростанций. Рациональная структура генерирующих мощностей (зона централизованного электроснабжения) приведена в приложении № 7.

Прогноз ввода генерирующих мощностей в период до 2020 года приведен в приложении № 8.

В период до 2010 года потребность во вводе новой мощности при базовом варианте составляет 34,4 ГВт.

При базовом варианте суммарная потребность во вводе генерирующих мощностей в период до 2020 года составит 186,1 млн. кВт, в том числе гидроэлектростанций — 25,9 млн. кВт, атомных электростанций — 32,3 млн. кВт и тепловых электростанций (включая теплоэлектроцентрали) — 127,9 млн. кВт.

При максимальном варианте в период до 2020 года дополнительно потребуется ввод 50,3 млн. кВт генерирующих мощностей, в том числе на гидроэлектростанциях — 4,8 млн. кВт, на атомных электростанциях — 5,8 млн. кВт, а ввод остальных 39,7 млн. кВт генерирующих мощностей предусматривается в основном на конденсационных электростанциях, использующих уголь.

Прогнозируемая динамика и структура производства электрической энергии (зона централизованного электроснабжения) приведены в приложении № 9.

Прогнозируемый быстрый рост производства электрической энергии при сравнительно небольшом приросте мощностей не использующих органическое топливо электростанций (гидравлические и атомные электростанции) в период до 2015 года потребует существенного увеличения доли выработки тепловых электростанций (от 66,6 процента в 2006 году до 69,9 процента в 2015 году). Только в последующем 5-летии (2016—2020 годы) за счет интенсификации развития гидроэнергетики и атомной энергетики возможно некоторое снижение доли выработки электрической энергии на тепловых электростанциях (до 65,5 процента при базовом варианте).

В структуре производства тепловых электростанций будет устойчиво расти доля электростанций, использующих уголь. Особенно сильно данная тенденция будет проявляться на конденсационных электростанциях, использующих уголь, доля которых в общем производстве электроэнергии в стране в 2006 году составляла менее 10 процентов, а к 2020 году даже при базовом варианте будет увеличена до 21,5 процента. Доля электростанций, использу-

ющих газ, будет неуклонно сокращаться, при этом стремительно возрастет роль современных парогазовых и газотурбинных технологий.

Прогнозируемый рост объемов производства электроэнергии на тепловых электростанциях и изменение структуры выработки по типам электростанций определяют их потребность в различных видах органического топлива.

Вид топлива для предлагаемых Генеральной схемой тепловых электростанций принят предварительно. Окончательный выбор топлива (газ или уголь) для реконструируемых, расширяемых и вновь сооружаемых тепловых электростанций будет сделан инвесторами при выполнении технико-экономического обоснования конкретного объекта. Потребность электростанций в топливе при базовом варианте приведена в приложении № 10.

При базовом варианте суммарная потребность тепловых электростанций в топливе увеличится с 295,1 млн. т у.т. в 2006 году до 427,9 млн. т у.т. в 2020 году, то есть примерно в 1,5 раза. При этом суммарное производство электрической энергии на них за этот период возрастет в 1,8 раза. Несмотря на прогнозируемое увеличение доли электростанций, использующих уголь, в теплоэнергетике может быть достигнуто существенное увеличение коэффициента полезного действия за счет внедрения на электростанциях передовых технологий как при использовании газа, так и при использовании угля. Средневзвешенный удельный расход топлива на отпуск электрической энергии при этом снизится от 335,9 г у.т./кВт.ч в 2006 году до 286,1 г у.т./кВт.ч в 2020 году при соответствующем росте коэффициента полезного действия от 36,7 процента до 43,4 процента.

Структура потребления топлива на тепловых электростанциях при базовом варианте также существенно трансформируется. Так, устойчиво будет снижаться доля газа (с 68,1 процента в 2006 году до 56,4 процента в 2020 году) и мазута (от 3,6 процента в 2006 году до 1,6 процента в 2020 году) при интенсивном росте доли угля (от 25,3 процента в 2006 году до 39,5 процента в 2020 году). При этом абсолютный объем потребления газа увеличится только на 20 процентов, а угля — в 2,3 раза. Это резко повысит требования к развитию производственных мощностей в угольной промышленности, особенно в главных угольных бассейнах — Кузнецком и Канско-Ачинском.

VI. Развитие электрической сети единой энергетической системы России

Развитие электрических сетей в период до 2020 года будет направлено на обеспечение надежного и устойчивого функционирования Единой энергетической системы России, конкурентного оптового рынка электроэнергии и мощности, а также на обеспечение надежного электроснабжения потребителей и выдачи мощности электростанций.

В Генеральной схеме в основу перспективного развития электрической сети Единой энергетической системы России закладываются следующие основные принципы:

схема основной электрической сети Единой энергетической системы России должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и обеспечить возможность приспосабливаться к изменению условий роста нагрузки и развитию 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 атомных электростанций указанное условие должно выполняться как в нормальных режимах, так и в ремонтных режимах работы энергосистемы (принцип «N-2»);

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

управляемость основной электрической сети должна обеспечиваться за счет использования средств принудительного потокораспределения, статических компенсаторов, устройств продольной компенсации, управляемых шунтирующих реакторов, вставок постоянного тока, электромеханических преобразователей, фазоповоротных устройств и других средств;

схема и параметры распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электрической энергии при полной схеме сети и при отключении одной линии электропередачи или трансформатора (принцип «N-1» для потребителей).

В 2011—2020 годах для вовлечения в топливно-энергетический баланс европейской части страны электрической энергии и мощности тепловых и гидравлических электростанций Сибири рекомендуется сооружение следующих линий электропередачи постоянного тока напряжением ± 500 кВ и ± 750 кВ:

линия электропередачи постоянного тока (± 750 кВ) Сибирь — Урал — Центр пропускной способностью 3000 МВт и протяженностью 3700 км;

линия электропередачи постоянного тока (± 750 кВ) Урал — Средняя Волга — Центр пропускной способностью 3000 МВт и протяженностью 1850 км;

две линии электропередачи постоянного тока (± 500 кВ) Эвенкийская ГЭС — Тюмень пропускной способностью по 2500 МВт и протяженностью 600 и 800 км;

линия электропередачи постоянного тока (± 500 кВ) Сибирь — Тюмень пропускной способностью 2000 МВт и протяженностью 900 км.

В Генеральной схеме в период до 2020 года рекомендуется объединение для совместной работы на постоянном токе энергозон Сибири и Дальнего Востока за счет установки на подстанциях Могоча и Хани напряжением 220 кВ вставок постоянного тока мощностью по 500 МВА каждая.

Развитие сетей напряжением 750 кВ предусматривается в европейской части Единой энергетической системы России в целях:

усиления связей между Северо-Западом и Центром (сооружение линии электропередачи ПС Ленинградская — Ленинградская ГАЭС — ПС Белозерская);

выдачи мощности атомных электростанций, сооружаемых в этой зоне.

Линии электропередачи напряжением 500 кВ будут использованы для выдачи мощности крупных электростанций и усиления основной сети в энергозонах Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири и Дальнего Востока, а также для развития межсистемных связей. В период до 2020 года усиление межсистемного сечения Северо-Запад — Центр предусматривается за счет сооружения линии электропередачи Вологда — Коноша, усиление межсистемного сечения Урал — Средняя Волга предусматривается за счет сооружения линий электропередачи Газовая — Красноармейская и Помары — Удмуртская, усиление межсистемного сечения Сибирь — Урал предусматривается за счет сооружения двух линий электропередачи Ишим — Восход и Томск — Парабель — Нижневартовская ГРЭС. Предусматривается сооружение второго кольца линий электропередачи напряжением 500 кВ вокруг г. Москвы.

Для передачи электрической энергии и мощности Канкунской ГЭС и Нижнетимптонской ГЭС, сооружаемых в энергосистеме Якутии, в Хабаров-

скую и Приморскую энергосистемы потребуется усиление существующего транзита напряжением 500 кВ вдоль Транссибирской железнодорожной магистрали.

Сеть напряжением 330 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций в западной части энергозоны Центра, в энергозонах Северо-Запада и Юга. Предусматривается усиление связей между энергозонами Центра и Северо-Запада за счет сооружения линий электропередачи напряжением 330 кВ Новосокольники — Талашкино.

Основные тенденции в развитии сетей напряжением 220 кВ будут состоять в усилении распределительных функций и обеспечении выдачи мощности электростанций. В изолированных энергосистемах Дальнего Востока, а также в Архангельской энергосистеме и энергосистеме Республики Коми сети напряжением 220 кВ будут являться системообразующими. В рассматриваемый период намечается присоединение Центрального энергорайона Якутии к объединенной энергосистеме Востока по двухцепной линии электропередачи напряжением 220 кВ Томмот — Майя. Для обеспечения энергоснабжения магистрального нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан намечается сооружение двухцепной линии электропередачи напряжением 220 кВ по направлению Алдан — Ленск — Киренск, которая объединит Западный энергорайон Якутии с Южным энергорайоном и с энергозоной Сибири (Иркутская область).

Основным направлением развития сети напряжением 110 кВ будет дальнейшее ее расширение по территории России с целью повышения надежности электроснабжения потребителей.

В Генеральной схеме на основе указанных принципов сформирован перечень электросетевых объектов, обеспечивающих выдачу мощности электростанций общесистемного значения, надежное электроснабжение потребителей и развитие межсистемных связей в период до 2020 года. Перечень электросетевых объектов представлен в приложении № 11. Данный перечень будет уточняться при выполнении конкретных проектов.

При этом в базовом варианте для выдачи мощности вновь вводимых и расширяемых электростанций общесистемного значения потребуется сооружение 25,7 тыс. км линий электропередачи, для повышения уровня надежности электроснабжения потребителей — 22,2 тыс. км линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше, для усиления межсистемных и межгосударственных связей — 16,1 тыс. км линий электропередачи.

VII. Оценка потребности в инвестициях и источниках их финансирования

В Генеральной схеме оценка потребности в инвестициях является прогнозной и сформирована с учетом того, что исходные технико-экономические показатели приняты в соответствии с предварительными проектными предложениями. Практически все исходные технико-экономические показатели будут уточнены при проектировании объектов.

В качестве источников инвестиций предусмотрены:

для генерирующих компаний — собственные средства (амортизация, прибыль на капитальные вложения, накопленная прибыль прошлых лет, средства от возврата налога на добавленную стоимость) и привлеченные средства (кредиты, эмиссия акций, выпуск облигаций);

для электросетевых компаний — собственные средства (амортизация, прибыль на капитальные вложения, накопленная прибыль прошлых лет, плата за присоединение, средства, получаемые от возврата налога на добавленную стоимость) и привлеченные средства (кредиты, эмиссия акций).

Потребность в средствах федерального бюджета учтена в объеме, соответствующем показателям ресурсного обеспечения мероприятий, реализуемых в настоящее время в рамках федеральных целевых программ.

Прогноз потребности в капиталовложениях на развитие электростанций (базовый вариант) на 2006—2020 годы (таблица 1) и сооружение электросетевых объектов (базовый вариант) в период до 2020 года (таблица 2) приведен в приложении № 12.

Всего за 2006—2020 годы общая потребность в капиталовложениях на развитие электростанций при базовом варианте составит 11616,3 млрд. рублей (в ценах соответствующих лет).

Потребность в капиталовложениях на сооружение электросетевых объектов с 2006 по 2020 год при базовом варианте оценивается в 9078,8 млрд. рублей (в ценах соответствующих лет).

VIII. Снижение техногенного воздействия электростанций на окружающую среду

В целях снижения вредных выбросов электростанций в атмосферу в Генеральной схеме предусмотрено, что на вновь вводимом энергетическом оборудовании объемы мероприятий по охране окружающей среды должны обеспечивать ограничение в соответствии с нормативами удельных выбросов оксидов серы, оксидов азота и твердых частиц (летучей золы), а также предотвращение вредных воздействий на водные объекты.

На существующих тепловых электростанциях предусматривается проведение мероприятий по реконструкции и модернизации устаревших и неэффективных золоуловителей и внедрению технологических методов подавления оксидов азота в процессе сжигания топлива.

Экологическая безопасность развития электроэнергетики будет обеспечиваться также при:

реализации предусмотренной в Генеральной схеме структуры генерирующих мощностей;

ограничении в соответствии с нормативами удельных выбросов вредных веществ в атмосферу вновь вводимым в эксплуатацию энергетическим оборудованием;

проведении намеченных объектных мероприятий по охране атмосферного воздуха на действующих тепловых электростанциях;

развитии электроэнергетики на основе использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

IX. Энергетика на основе использования возобновляемых источников энергии

При проведении региональной энергетической политики важное значение имеет оптимальное использование ресурсов развития традиционной электроэнергетики (атомных, гидравлических и тепловых электростанций), малой энергетики и возобновляемых источников энергии. В топливно-энергетическом балансе регионов необходимо использовать потенциал местных, нетрадиционных и возобновляемых видов топливно-энергетических ресурсов. Для России такими ресурсами в первую очередь являются торф, геотермальные воды, солнечная и ветровая энергия, энергия малых рек и морских приливов.

Стратегическими целями использования возобновляемых источников энергии и местных видов топлива являются:

сокращение потребления невозобновляемых топливно-энергетических ресурсов;

снижение экологической нагрузки от деятельности топливно-энергетического комплекса;

обеспечение энергией децентрализованных потребителей и регионов с дальним и сезонным завозом топлива;

снижение расходов на дальнепривозное топливо.

Наиболее благоприятные условия для использования энергии приливов существуют в Мезенском заливе Белого моря и на побережье Охотского моря в Тугурском заливе.

В период до 2020 года в соответствии с основными направлениями развития энергетики (энергоэффективность, энергосбережение, экологичность) переход к крупным энергообъектам, использующим возобновляемые энергоисточники, возможен путем строительства крупных приливных электростанций (Мезенской ПЭС в Архангельской области и Тугурской ПЭС в Хабаровском крае). Для максимального варианта в период 2016—2020 годов в дополнительной программе ввода мощности на гидроэлектростанциях предусмотрен ввод в эксплуатацию первых агрегатов на указанных приливных электростанциях.

Исходя из накопленного опыта и имеющейся методической и информационной базы в области оценки экономически целесообразного ветропотенциала страны, предусматривается увеличение ввода в действие мощностей ветроэлектростанций. Важнейшими необходимыми условиями интенсивного развития российской ветроэнергетики являются подготовка нормативно-правовой базы развития возобновляемой энергетики в целом и ветроэнергетики в частности, а также запуск собственного производства ветроагрегатов.

Современные технологии малой гидроэнергетики позволяют генерировать качественную электрическую энергию при минимальных эксплуатационных затратах и незначительной нагрузке на экосистемы. В настоящее время потенциал малых рек России практически не используется, несмотря на то что в некоторых регионах малая гидроэнергетика может быть основой системы энергоснабжения.

Как правило, новые малые гидроэлектростанции предполагается строить в отдаленных районах, где существует проблема с завозом органического топлива (в большинстве случаев — дизельного топлива, реже — угля).

Основными направлениями развития малой гидроэнергетики на ближайшие годы являются строительство малых гидроэлектростанций при сооружаемых комплексных гидроузлах, модернизация и восстановление ранее существовавших малых гидроэлектростанций, сооружение малых гидроэлектростанций на существующих водохранилищах и малых реках, на имеющихся каналах и трубопроводах подвода и отвода воды, на объектах различного хозяйственного назначения.

X. Механизмы реализации Генеральной схемы

Реализация Генеральной схемы заключается в обеспечении надежного и эффективного энергоснабжения потребителей и экономики страны электрической и тепловой энергией в соответствии с основными положениями, принципами и механизмами государственной энергетической политики.

Реализация Генеральной схемы основана на следующих принципах:

создание механизма мониторинга реализации Генеральной схемы, использующего уровни электропотребления в качестве одного из показателей, позволяющего оценивать необходимость осуществления планируемых в рамках Генеральной схемы мероприятий;

создание долгосрочной системы прогнозирования спроса (предложения) на электрическую энергию и мощность, создание региональных систем прогнозирования потребления электрической энергии и мощности;

координация развития электроэнергетики и программ социально-экономического развития регионов;

формирование порядка разработки и внесения изменений в Генеральную схему;

обеспечение эффективного управления государственной собственностью в электроэнергетике при переходе к рыночным механизмам функционирования отрасли;

создание целевой модели регулирования электроэнергетики, разработка стандартов взаимодействия субъектов отрасли с государственными органами и инфраструктурными организациями, организация разработки регламентов и стандартов обеспечения надежности в электроэнергетике.

В качестве механизмов реализации Генеральной схемы предусматриваются:

использование механизмов государственной политики по формированию и реализации инвестиционных программ субъектов естественных монополий в электроэнергетике, в том числе в организациях, доля государства в уставном капитале которых составляет более 50 процентов;

разработка системы показателей результативности долгосрочной государственной политики в сфере электроэнергетики;

определение порядка информационно-аналитического обеспечения долгосрочного прогнозирования спроса (предложения) на электрическую энергию и мощность, рассматриваемого в качестве одного из важнейших инструментов реализации Генеральной схемы;

обеспечение гарантированной возможности присоединения новых генерирующих мощностей к электрическим сетям;

использование механизма гарантирования инвестиций для финансирования строительства объектов по производству электрической энергии, необходимых для формирования перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии в условиях прогнозируемого дефицита электрической мощности;

формирование информационно-аналитического обеспечения системы мониторинга реализации Генеральной схемы с использованием государственного информационного ресурса.

Система мониторинга реализации Генеральной схемы предусматривает непрерывное наблюдение за фактическим положением дел в электроэнергетике и осуществлением долгосрочной государственной политики в сфере электроэнергетики, а также получение оперативной информации для своевременного выявления и системного анализа происходящих изменений в целях предупреждения негативных тенденций.

По результатам мониторинга в Правительство Российской Федерации ежегодно представляется доклад о ходе реализации Генеральной схемы.

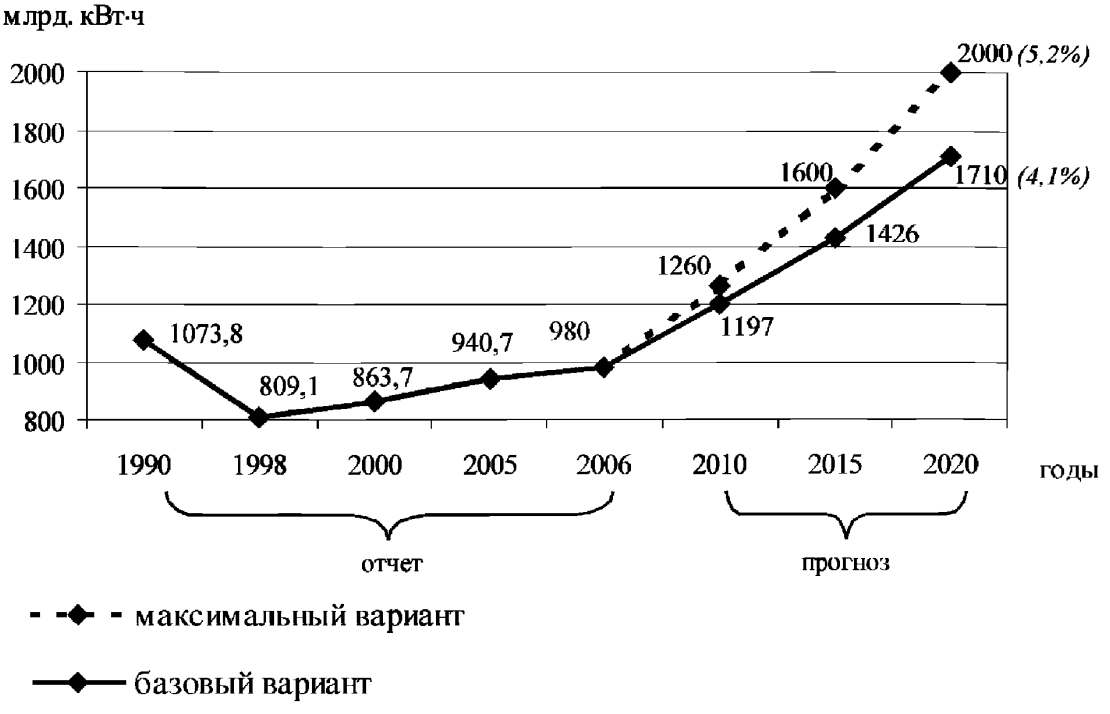
Доработка и уточнение Генеральной схемы осуществляются не реже чем 1 раз в 3 года.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1
к Генеральной схеме размещения
объектов электроэнергетики до 2020 года

ПРОГНОЗ

электропотребления по России и ее регионам для базового и максимального вариантов

Прогноз электропотребления по России на период до 2020 года



Примечание. В скобках даны среднегодовые приросты по вариантам за период 2007—2020 годов.

Таблица 1

Прогноз электропотребления по энергозонам России на период до 2020 года

(млрд. кВт·ч)

Энергозоны	Отчетные данные		Базовый вариант			Максимальный вариант
	2005 год	2006 год	2010 год	2015 год	2020 год	2020 год
Северо-Запад (включая Калининградскую область)	83,7	87	114,3	141,9	175,5	184
Центр	224,6	234,7	288,7	355,9	433,9	478
Поволжье	80,6	84	98,8	110,6	125,3	158
Юг	73,5	76,4	94,1	110,9	126	155,7
Урал	228,1	241,7	293,6	349,6	420,8	470,2
Сибирь	190,8	196,2	239,8	278	330,8	425,6
Востокэнерго — всего	38,7	39	45,5	56,1	72,6	98,2
в том числе: ОЭС Востока	27,1	27,2	31,9	40,3	50,7	68,9
изолированные узлы Востока	11,6	11,8	13,6	15,8	21,9	29,3
Итого централизованное электропотребление	920	959	1174,8	1403	1684,9	1969,7
Всего (с учетом зоны децентрализованного электроснабжения)	940,7	980	1196,6	1426,3	1710	2000

Таблица 2

Прогноз электропотребления по федеральным округам на период до 2020 года

(млрд. кВт·ч)

	Отчетные данные		Базовый вариант			Максимальный вариант
	2005 год	2006 год	2010 год	2015 год	2020 год	2020 год
Северо-Западный федеральный округ	97,4	101,1	130,5	160,7	196,6	206,2
Центральный федеральный округ	190,3	199,3	245,4	306,1	377,3	413,8
Приволжский федеральный округ	177,6	184,6	214,9	241,4	274,4	326
Южный федеральный округ	73,5	76,4	94,1	110,9	126	155,7

	Отчетные данные		Базовый вариант			Максимальный вариант
	2005 год	2006 год	2010 год	2015 год	2020 год	2020 год
Уральский федеральный округ	151,8	162,4	204,6	249,8	307,3	344,3
Сибирский федеральный округ	190,8	196,2	239,8	278	330,8	425,6
Дальневосточный федеральный округ	38,7	39	45,5	56,1	72,6	98,2
Децентрализованные энергоузлы	20,6	21	21,8	23,3	25	30,2

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2

к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года

Изменение мощности действующих электростанций (зона централизованного электроснабжения)

(млн. кВт)

	2006 год	2010 год	2015 год	2020 год	Изменение мощности за 2006—2020 годы
Мощность действующих электростанций — всего	210,8	209,4	179,9	161,3	−49,5
в том числе:					
мощность гидроэлектростанций	44,9	45,3	45,6	45,7	+0,8
мощность атомных электростанций	23,5	24,8	24,9	21	−2,5
мощность тепловых электростанций — всего	142,4	139,3	109,4	94,6	−47,8
в том числе:					
теплоэлектроцентралей	77,1	75,3	71,2	64,6	−12,5
конденсационных электростанций	65,3	64	38,2	30	−35,3

ПРИЛОЖЕНИЕ № 3
к Генеральной схеме размещения
объектов электроэнергетики до 2020 года

Потребность отрасли в новой мощности гидроэлектростанций, атомных электростанций и конденсационных электростанций (зона централизованного электроснабжения)

(млн. кВт)

	Базовый вариант			Максимальный вариант		
	2010 год	2015 год	2020 год	2010 год	2015 год	2020 год
1. Необходимая установленная мощность	245,5	297,5	347,4	256,2	326,2	397,7
2. Мощность действующих электростанций	209,4	179,9	161,3	209,4	179,9	161,3
3. Мощность новых и обновляемых теплоэлектро- централей	17,9	36,5	49	17,9	36,5	49
4. Потребность в новой мощности гидроэлектростанций, атомных электростанций и конденсационных электростанций	18,2	81,1	137,1	28,9	109,8	187,4

ПРИЛОЖЕНИЕ № 4
к Генеральной схеме размещения
объектов электроэнергетики до 2020 года

Перечень модернизируемых, расширяемых и вновь сооружаемых атомных электростанций

Таблица 1

Атомные электростанции, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Северо-Запада

		По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
		количество блоков	тип блока	установленная мощность (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год (МВт)
	Архангельская энергосистема												
1. (новая)	Северодвинская ПАТЭС Архангельская область, г. Северодвинск	—	—	—	2	КЛТ 40С	70	2	КЛТ 40С	70	2	КЛТ 40С	70
	Итого по станции			—			70			70			70
	Кольская энергосистема												
2.	Кольская АЭС Мурманская область, г. Полярные Зори	4	ВВЭР 440	1760	3	ВВЭР 440	1374	3	ВВЭР 440	1374	1	ВВЭР 440	458
		—	—	—	1	ВВЭР 440	459	1	ВВЭР 440	459	1	ВВЭР 440	459
	Итого по станции			1760			1833[1]			1833			917
3. (новая)	Кольская АЭС-2[2] Мурманская область, в 4 км от Кольской АЭС	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4	ВБЭР 300	1200
	Итого по станции			—			—			—			1200

		По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
		количество блоков	тип блока	установленная мощность (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год (МВт)
	Ленинградская энергосистема												
4.	Ленинградская АЭС Ленинградская область, г. Сосновый Бор	4	РБМК 1000	4000	3	РБМК 1000	3282	3	РБМК 1000	3282	1	РБМК 1000	1094
		—	—	—	1	РБМК 1000	1093	1	РБМК 1000	1093	1	РБМК 1000	1093
	Итого по станции			4000			4375[1]			4375			2187
5. (новая)	Ленинградская АЭС-2 Ленинградская область, в 8 км от Ленинградской АЭС	—	—	—	—	—	—	3	ВВЭР 1200	3450	4	ВВЭР 1200	4600
	Итого по станции			—			—			3450			4600

Таблица 2

Атомные электростанции, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Центра

		По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
		количество блоков	тип блока	установленная мощность (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год (МВт)
	Воронежская энергосистема												
1.	Нововоронежская АЭС	2	ВВЭР 440	834	2	ВВЭР 440	834	2	ВВЭР 440	834	—	—	—
	Воронежская область, г. Нововоронеж												
		1	ВВЭР 1000	1000	1	ВВЭР 1000	1000	1	ВВЭР 1000	1000	1	ВВЭР 1000	1000
	Итого по станции			1834			1834			1834			1000
2. (новая)	Нововоронежская АЭС-2	—	—	—	—	—	—	2	ВВЭР 1200	2300	2	ВВЭР 1200	2300
	Воронежская область, в 5 км от Нововоронежской АЭС												
	Итого по станции			—			—			2300			2300
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	ВВЭР 1200	2300
	Итого по станции (максимальный вариант)			—			—			—			4600

		По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
		количество блоков	тип блока	установленная мощность (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год (МВт)
						Курская энергосистема							
3.	Курская АЭС[3] Курская область, г. Курчатов	4	РБМК 1000	4000	1	РБМК 1000	1088[1]	1	РБМК 1000	1088	1	РБМК 1000	1088
		—	—	—	3	РБМК 1000	3285[1]	3	РБМК 1000	3285	3	РБМК 1000	3285
		—	—	—	1	РБМК 1000	1000	1	РБМК 1000	1000	1	РБМК 1000	1000
	Итого по станции			4000			5373			5373			5373
						Нижегородская энергосистема							
4. (новая)	Нижегородская АЭС[4] Нижегородская область, в 20 км юго-западнее пос. Урень	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3	ВВЭР 1200	3450
	Итого по станции			—			—			—			3450
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ВВЭР 1200	1150
	Итого по станции (максимальный вариант)			—			—			—			4600

						Смоленская энергосистема							
5.	Смоленская АЭС Смоленская область, г. Десногорск	3	РБМК 1000	3000	1	РБМК 1000	1035	1	РБМК 1000	1091	1	РБМК 1000	1091
		—	—	—	2	РБМК 1000	2156	2	РБМК 1000	2200	2	РБМК 1000	2200
	Итого по станции			3000			3191[1]			3291			3291
						Тверская энергосистема							
6.	Калининская АЭС Тверская область, г. Удомля	3	ВВЭР 1000	3000	3	ВВЭР 1000	3129	3	ВВЭР 1000	3129	3	ВВЭР 1000	3129
		—	—	—	—	—	—	1	ВВЭР 1000	1000	1	ВВЭР 1000	1000
	Итого по станции			3000			3129[1]			4129			4129
7. (новая)	Тверская АЭС[4] Тверская область, Ржевский или Удомельский район	—	—	—	—	—	—	1	ВВЭР 1200	1150	4	ВВЭР 1200	4600
	Итого по станции			—			—			1150			4600
						Ярославская или Костромская энергосистема							
8. (новая)	Центральная АЭС[4] Ярославская область или Костромская область	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	ВВЭР 1200	2300
	Итого по станции			—			—			—			2300
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	ВВЭР 1200	2300
	Итого по станции (максимальный вариант)			—			—			—			4600

Таблица 3

Атомные электростанции, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Средней Волги

	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
	количество блоков	тип блока	установленная мощность (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год (МВт)
Саратовская энергосистема												
Балаковская АЭС Саратовская область, г. Балаково	4	ВВЭР 1000	4000	2	ВВЭР 1000	2086	2	ВВЭР 1000	2086	2	ВВЭР 1000	2086
	—	—	—	2	ВВЭР 1000	2088	2	ВВЭР 1000	2088	2	ВВЭР 1000	2088
Итого по станции			4000			4174[1]			4174			4174

Таблица 4

Атомные электростанции, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Юга

	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
	количество блоков	тип блока	установленная мощность (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год (МВт)
Ростовская энергосистема												
Ростовская АЭС Ростовская область, г. Волгодонск	1[5]	ВВЭР 1000	1000	1[5]	ВВЭР 1000	1040[1]	1[5]	ВВЭР 1000	1040	1[5]	ВВЭР 1000	1040

	—	—	—	1	ВВЭР 1000	1000	1	ВВЭР 1000	1000	1	ВВЭР 1000	1000
	—	—	—	—	—	—	1	ВВЭР 1200	1150	2	ВВЭР 1200	2300
Итого по станции			1000			2040			3190			4340

Таблица 5

Атомные электростанции, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Урала

		По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
		количество блоков	тип блока	установленная мощность (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год (МВт)
	Свердловская энергосистема												
1.	Белоярская АЭС Свердловская область, г. Заречный	1	БН 600	600	1	БН 600	600	1	БН 600	600	1	БН 600	600
		—	—	—	—	—	—	1	БН 800	880	1	БН 800	880
	Итого по станции			600			600			1480			1480
	Челябинская энергосистема												
2. (новая)	Южно-Уральская АЭС[4] Челябинская область, в 140 км западнее г. Челябинска	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4	ВВЭР 1200	4600
	Итого по станции			—			—			—			4600

Таблица 6

Атомные электростанции, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Сибири

	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
	количество блоков	тип блока	установленная мощность (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год (МВт)
Томская энергосистема												
Северская АЭС[4] (новая) Томская область, 25 км от г. Северск	—	—	—	—	—	—	1	ВВЭР 1200	1150	2	ВВЭР 1200	2300
Итого по станции			—			—			1150			2300

Таблица 7

Атомные электростанции, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Дальнего Востока

	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
	количество блоков	тип блока	установленная мощность (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год (МВт)	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год (МВт)
Энергосистема Приморского края												
1. (новая) Приморская АЭС Приморский край	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	ВБЭР 300	600
Итого по станции			—			—			—			600

						Чаун-Билибинский энергоузел							
2.	Билибинская АЭС Чукотский автономный округ, г. Билибино	4	ЭГП 6	48	4	ЭГП 6	48	4	ЭГП 6	48	1	ЭГП 6	12
	Итого по станции			48			48			48			12
						Певекский энергоузел							
3. (новая)	Певекская ПАТЭС Чукотский автономный округ, г. Певек	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	КЛТ 40С	70
	Итого по станции			—			—			—			70

[1]Увеличение мощности на действующем оборудовании за счет мероприятий по модернизации.
[2]Тип блока будет уточняться.
[3]Сооружение блока № 5 осуществляется в случае выделения дополнительных источников финансирования для его строительства и сооружения линий электропередачи для выдачи мощности.
[4]Месторасположение указанных станций будет уточнено при разработке технико-экономического обоснования сооружения станций.
[5]Блок № 1 действующей Волгодонской АЭС.

2 Зак. 642

ПРИЛОЖЕНИЕ № 5
к Генеральной схеме размещения
объектов электроэнергетики до 2020 года

Перечень модернизируемых и вновь сооружаемых гидроэлектростанций

Таблица 1

Гидроэлектростанции мощностью 300 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Северо-Запада

		Проектные мощность и средняя многолетняя выработка	По состоянию на 2006 год		2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы	
			количество блоков	установленная мощность	количество блоков	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	установленная мощность на 2020 год
	Архангельская энергосистема									
1. (новая)	Мезенская ПЭС Архангельская область, Мезенский залив Белого моря	4000 МВт[1] 19700 млн. кВт·ч	—	—	—	—	—	—	—	—
	Максимальный вариант		—	—	—	—	—	—	350	700
	Итого по станции (максимальный вариант)			—		—		—		700
	Ленинградская энергосистема									
2. (новая)	Ленинградская ГАЭС Ленинградская область, Лодейнопольский район, р. Шапша	1560 МВт 2340 млн. кВт·ч	—	—	—	—	8	1560	8	1560
	Итого по станции			—		—		1560		1560

[1]С возможностью увеличения мощности по результатам проектных работ.

Таблица 2

Гидроэлектростанции мощностью 300 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Центра

		Проектные мощность и средняя многолетняя выработка	По состоянию на 2006 год		2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы	
			количество блоков	установленная мощность	количество блоков	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	установленная мощность на 2020 год
		Владимирская энергосистема								
1. (новая)	Владимирская ГАЭС Владимирская область, р. Клязьма	800 МВт 1300 млн. кВт·ч	—	—	—	—	—	—	4	800
	Итого по станции			—		—		—		800
		Курская энергосистема								
2. (новая)	Курская ГАЭС Курская область	465 МВт 730 млн. кВт·ч	—	—	—	—	3	465	3	465
	Итого по станции			—		—		465		465
		Московская энергосистема								
3.	Загорская ГАЭС-1 Московская область, Сергиево-Посадский район, р. Кунья	1200 МВт 1884 млн. кВт·ч	6	1200	6	1200	6	1200	6	1200
	Итого по станции			1200		1200		1200		1200
4. (новая)	Загорская ГАЭС-2 Московская область, р. Кунья	840 МВт 1100 млн. кВт·ч	—	—	2	420	4	840	4	840
	Итого по станции			—		420		840		840

		Проектные мощность и средняя многолетняя выработка	По состоянию на 2006 год		2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы	
			количество блоков	установленная мощность	количество блоков	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	установленная мощность на 2020 год
5. (новая)	Волоколамская ГАЭС Московская область, р. Сестра	660 МВт 1230 млн. кВт·ч	—	—	—	—	1	220	3	660
	Итого по станции			—		—		220		660
	Нижегородская энергосистема									
6.	Нижегородская ГЭС Нижегородская область, г. Городец, Волжско-Камский каскад, р. Волга	520 МВт 1510 млн. кВт·ч	8	520	8	520	8	520	8	520
	Итого по станции			520		520		520		520
	Тверская энергосистема									
7. (новая)	Центральная ГАЭС (1 очередь) Тверская область, г. Ржев, р. Тудовка	1300 МВт 2030 млн. кВт·ч	—	—	—	—	—	—	4	1300
	Итого по станции			—		—		—		1300
	Ярославская энергосистема									
8.	Рыбинская ГЭС Ярославская область, г. Рыбинск, Волжско-Камский каскад, р. Волга	330 МВт 940 млн. кВт·ч	6	346,4	6	356,4	6	376,4	6	376,4
	Итого по станции			346,4		356,4		376,4		376,4

Таблица 3

Гидроэлектростанции мощностью 300 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Средней Волги

		Проектные мощность и средняя многолетняя выработка	По состоянию на 2006 год		2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы	
			количество блоков	установленная мощность	количество блоков	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	установленная мощность на 2020 год
					Самарская энергосистема					
1.	Жигулевская ГЭС Самарская область, г. Жигулевск, Волжско-Камский каскад, р. Волга	2300 МВт 9600 млн. кВт·ч	20	2300	20	2334	20	2369	20	2404
	Итого по станции			2300		2334		2369		2404
					Саратовская энергосистема					
2.	Саратовская ГЭС Саратовская область, г. Балаково, Волжско-Камский каскад, р. Волга	1360 МВт 5400 млн. кВт·ч	24	1360	24	1370	24	1370	24	1370
	Итого по станции			1360		1370		1370		1370
					Татарская энергосистема					
3.	Нижнекамская ГЭС Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Волжско-Камский каскад, р. Кама	1248 МВт 2460 млн. кВт·ч	16	1205	16	1205	16	1205	16	1248
	Итого по станции			1205		1205		1205		1248
					Чувашская энергосистема					
4.	Чебоксарская ГЭС Чувашская Республика, г. Новочебоксарск, Волжско-Камский каскад, р. Волга	1404 МВт 3310 млн. кВт·ч	18	1370	18	1370	18	1370	18	1404
	Итого по станции			1370		1370		1370		1404

Таблица 4

Гидроэлектростанции мощностью 300 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Юга

		Проектные мощность и средняя многолетняя выработка	По состоянию на 2006 год		2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы	
			количество блоков	установленная мощность	количество блоков	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	установленная мощность на 2020 год
					Волгоградская энергосистема					
1.	Волжская ГЭС Волгоградская область, г. Волжский, Волжско-Камский каскад, р. Волга	2541 МВт 10300 млн. кВт·ч	22 1	2530 11	22 1	2582,5 11	22 1	2614 11	22 1	2645,5 11
	Итого по станции			2541		2593,5		2625		2656,5
					Дагестанская энергосистема					
2.	Чиркейская ГЭС Республика Дагестан, п. Дубки, р. Сулак	1000 МВт 2256 млн. кВт·ч	4	1000	4	1000	4	1000	4	1000
	Итого по станции			1000		1000		1000		1000
3.	Ирганайская ГЭС Республика Дагестан, р. Аварское Койсу (приток р. Сулак)	800 МВт 1280 млн. кВт·ч	2	400	2	400	2	400	2	400
	Итого по станции			400		400		400		400
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)		—	—	—	—	2	400	2	400
	Итого по станции (максимальный вариант)			400		400		800		800
4. (новая)	Каскад ГЭС на р. Андийское Койсу (Агвали) Республика Дагестан, р. Андийское Койсу	220 МВт 680 млн. кВт·ч	—	—	—	—	2	220	2	220
	Итого по станции			—		—		220		220

5. (новая)	Каскад ГЭС на р. Андийское Койсу (Инхойская) Республика Дагестан, р. Андийское Койсу	200 МВт 440 млн. кВт·ч	—	—	—	—	—	—	2	200
	Итого по станции			—		—		—		200
	Краснодарская энергосистема									
6. (новая)	Лабинская ГАЭС Краснодарский край, р. Лаба	600 МВт 1118 млн. кВт·ч	—	—	—	—	2	600	2	600
	Итого по станции			—		—		600		600
	Северокавказская энергосистема									
7. (новые)	Зарамагские ГЭС	357 МВт	—	—	1	15	1	15	1	15
	Республика Северная Осетия — Алания, р. Ардон	812 млн. кВт·ч	—	—	—	—	2	342	2	342
	Итого по станции			—		15		357		357

Таблица 5

Гидроэлектростанции мощностью 300 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Урала

	Проектные мощность и средняя многолетняя выработка	По состоянию на 2006 год		2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы	
		количество блоков	установленная мощность	количество блоков	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	установленная мощность на 2020 год
	Пермская энергосистема								
1.	Воткинская ГЭС Пермский край, г. Чайковский, Волжско-Камский каскад, р. Кама	1020 МВт 2200 млн. кВт·ч	10	1020	10	1020	10	1020	10	1020
	Итого по станции			1020		1020		1020		1020

		Проектные мощность и средняя многолетняя выработка	По состоянию на 2006 год		2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы	
			количество блоков	установленная мощность	количество блоков	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	установленная мощность на 2020 год
2.	Камская ГЭС Пермский край, г. Пермь, Волжско-Камский каскад, р. Кама	504 МВт 1700 млн. кВт·ч	23	510	23	534	24	555	24	555
	Итого по станции			510		534		555		555

Таблица 6

Гидроэлектростанции мощностью 300 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Сибири

		Проектные мощность и средняя многолетняя выработка	По состоянию на 2006 год		2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы	
			количество блоков	установленная мощность	количество блоков	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	установленная мощность на 2020 год
	Бурятская энергосистема									
1. (новая)	Мокская ГЭС с Ивановской ГЭС (контррегулятором) Республика Бурятия, р. Витим, 760 км от устья	1410 МВт 5740 млн. кВт·ч	—	—	—	—	—	—	3	600
	Итого по станции			—		—		—		600
	Максимальный вариант		—	—	—	—	2	300	3	600
	(дополнительная мощность)		—	—	—	—	—	—	3	210
	Итого по станции (максимальный вариант)			—		—		300		1410

	Иркутская энергосистема									
2.	Братская ГЭС Иркутская область, г. Братск-9, Ангаро-Енисейский каскад, р. Ангара	4500 МВт 21700 млн. кВт·ч	18	4500	18	4500	18	4500	18	4500
	Итого по станции			4500		4500		4500		4500
3.	Иркутская ГЭС Иркутская область, пос. Кузьмиха, Ангаро-Енисейский каскад, р. Ангара	662,4 МВт 4000 млн. кВт·ч	8	662,4	8	662,4	8	662,4	8	662,4
	Итого по станции			662,4		662,4		662,4		662,4
4.	Усть-Илимская ГЭС Иркутская область, г. Усть-Илимск, Ангаро-Енисейский каскад, р. Ангара	3840 МВт 20300 млн. кВт·ч	16	3840	16	3840	16	3840	16	3840
	Итого по станции			3840		3840		3840		3840
5. (новая)	Тельмамская ГЭС Иркутская область, г. Бодайбо, р. Мамакан	450 МВт 1640 млн. кВт·ч	—	—	—	—	—	—	—	—
	Максимальный вариант		—	—	—	—	—	—	3	450
	Итого по станции (максимальный вариант)			—		—		—		450
	Красноярская энергосистема									
6.	Красноярская ГЭС Красноярский край, г. Дивногорск, Ангаро-Енисейский каскад, р. Енисей	6000 МВт 19540 млн. кВт·ч	12	6000	12	6000	12	6000	12	6000
	Итого по станции			6000		6000		6000		6000
7. (новая)	Богучанская ГЭС Красноярский край, Кежемский р-н, г. Кодинск, Ангаро-Енисейский каскад, р. Ангара	2997 МВт 17600 млн. кВт·ч	—	—	5	1665	9	2997	9	2997
	Итого по станции			—		1665		2997		2997

		Проектные мощность и средняя многолетняя выработка	По состоянию на 2006 год		2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы	
			количество блоков	установленная мощность	количество блоков	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	установленная мощность на 2020 год
8. (новая)	Нижнебогучанская ГЭС (Нижнеангарские ГЭС) Красноярский край, р. Ангара ниже Богучанской ГЭС	660 МВт 3300 млн. кВт·ч	—	—	—	—	—	—	3	660
	Итого по станции			—		—		—		660
9. (новая)	Мотыгинская ГЭС (Нижнеангарские ГЭС) ниже створа Нижнебогучанской ГЭС, Красноярский край, р. Ангара	1320 МВт 6000 млн. кВт·ч	—	—	—	—	—	—	2	330
	Итого по станции			—		—		—		330
10. (новая)	Эвенкийская ГЭС с Нижне-Курейской ГЭС	8150 МВт 46400 млн. кВт·ч	—	—	—	—	—	—	8	8000
	Красноярский край, р. Нижняя Тунгуска		—	—	—	—	—	—	3	150
	Итого по станции			—		—		—		8150
	Кузбасская энергосистема									
11. (новая)	Крапивинский гидроузел Кемеровская область, р. Томь	300 МВт 1900 млн. кВт·ч	—	—	—	—	2	300	2	300
	Итого по станции			—		—		300		300
	Новосибирская энергосистема									
12.	Новосибирская ГЭС Новосибирская область, г. Новосибирск, р. Обь	455 МВт 1745 млн. кВт·ч	7	455	7	455	7	455	7	455
	Итого по станции			455		455		455		455

		Тывинская энергосистема									
13. (новая)	Тувинские ГЭС (каскад ГЭС) Республика Тыва, р. Большой Енисей	1500 МВт 6530 млн. кВт·ч	—	—	—	—	—	—	—	—	
	Максимальный вариант		—	—	—	—	—	—	4	1500	
	Итого по станции (максимальный вариант)			—		—		—		1500	
		Хакасская энергосистема									
14.	Саяно-Шушенская ГЭС Красноярский край, пос. Черемушки, Ангаро-Енисейский каскад, р. Енисей	6400 МВт 21570 млн. кВт·ч	10	6400	10	6400	10	6400	10	6400	
	Итого по станции			6400		6400		6400		6400	
15.	Майнская ГЭС Красноярский край, пос. Черемушки, Ангаро-Енисейский каскад, р. Енисей	321 МВт 1640 млн. кВт·ч	3	321	3	321	3	321	3	321	
	Итого по станции			321		321		321		321	

Таблица 7

Гидроэлектростанции мощностью 300 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Дальнего Востока

	Проектные мощность и средняя многолетняя выработка	По состоянию на 2006 год		2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы	
		количество блоков	установленная мощность	количество блоков	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	установленная мощность на 2020 год
	Амурская энергосистема								
1.	Зейская ГЭС Амурская область, г. Зея, р. Зея	1330 МВт 4641 млн. кВт·ч	6	1330	6	1330	6	1330	6	1330
	Итого по станции			1330		1330		1330		1330

		Проектные мощность и средняя многолетняя выработка	По состоянию на 2006 год		2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы	
			количество блоков	установленная мощность	количество блоков	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	установленная мощность на 2020 год
2.	Бурейская ГЭС	2000 МВт	2	370	2	670	2	670	2	670
	Амурская область, пос. Талакан, р. Бурея	7100	1	300	1	335	1	335	1	335
		млн. кВт·ч	1	335	3	1005	3	1005	3	1005
	Итого по станции			1005		2010		2010		2010
3. (новая)	Нижнебурейская ГЭС контррегулятор Бурейской ГЭС	321 МВт	—	—	—	—	3	321	3	321
	Амурская область, р. Бурея	1650 млн. кВт·ч								
	Итого по станции			—		—		321		321
4. (новая)	Граматухинская ГЭС (каскад Нижнезейских ГЭС)	300 МВт	—	—	—	—	3	300	3	300
	Амурская область, р. Зея	1970 млн. кВт·ч								
	Итого по станции			—		—		300		300
	Магаданская энергосистема									
5.	Колымская ГЭС	900 МВт	5	900	5	900	5	900	5	900
	Магаданская область, пос. Синегорье, р. Колыма	3317 млн. кВт·ч								
	Итого по станции			900		900		900		900
6. (новая)	Усть-Среднеканская ГЭС	570 МВт	—	—	2	69,4	4	570	4	570
	Магаданская область, р. Колыма	500 млн. кВт·ч								
	Итого по станции			—		69,4		570		570
	Хабаровская энергосистема									
7. (новая)	Тугурская ПЭС	3580 МВт	—	—	—	—	—	—	—	—
	Хабаровский край, Тугурский залив Охотского моря	14300 млн. кВт·ч								

	Максимальный вариант		—	—	—	—	—	—	200	200
	Итого по станции (максимальный вариант)			—		—		—		200
		Якутская энергосистема								
8.	Вилюйская ГЭС-1 Республика Саха (Якутия), пос. Черныше-вский, р. Вилой	340 МВт 1290 млн. кВт·ч	4	340	4	340	4	340	4	340
	Итого по станции			340		340		340		340
9.	Вилюйская ГЭС-2 Республика Саха (Якутия), пос. Черныше-вский, р. Вилой	340 МВт 1290 млн. кВт·ч	4	340	4	340	4	340	4	340
	Итого по станции			340		340		340		340
10. (новая)	Канкунская ГЭС Республика Саха (Якутия), р. Тимптон	1300 МВт 5700 млн. кВт·ч	—	—	—	—	2	400	5	1300
	Итого по станции			—		—		400		1300
11. (новая)	Нижнетимптонская ГЭС контррегуля-тор Канкунской ГЭС Республика Саха (Якутия), р. Тимптон	800 МВт 3600 млн. кВт·ч	—	—	—	—	—	—	4	800
	Итого по станции			—		—		—		800
12. (новая)	Среднеучурская ГЭС Республика Саха (Якутия), р. Учур	3300 МВт 15000 млн. кВт·ч	—	—	—	—	—	—	—	—
	Максимальный вариант		—	—	—	—	—	—	2	500
	Итого по станции (максимальный вариант)			—		—		—		500
13. (новая)	Верхнеалданская ГЭС Республика Саха (Якутия), р. Алдан	1000 МВт 3600 млн. кВт·ч	—	—	—	—	—	—	—	—
	Максимальный вариант		—	—	—	—	—	—	5	1000
	Итого по станции (максимальный вариант)			—		—		—		1000

ПРИЛОЖЕНИЕ № 6
к Генеральной схеме размещения
объектов электроэнергетики до 2020 года

Перечень модернизируемых, расширяемых и вновь сооружаемых тепловых электростанций

Таблица 1

Тепловые электростанции мощностью 500 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Северо-Запада

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
						Калининградская энергосистема								
1.	Калининградская ТЭЦ-2 г. Калининград	газ	1	ПГУ(Т)-450	450	2	ПГУ(Т)-450	900	2	ПГУ(Т)-450	900	2	ПГУ(Т)-450	900
	Итого по станции				450			900			900			900
						Карельская энергосистема								
2. (новая)	Медвежьегорская ТЭС Республика Карелия, 18 км южнее г. Медвежьегорск	уголь кузнецкий или интинский	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3	К-660-300	1980
	Итого по станции				—			—			—			1980
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь кузнецкий или интинский	—	—	—	—	—	—	1	К-660-300	660	1	К-660-300	660
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			660			2640

						Кольская энергосистема								
3.	Мурманская ТЭЦ-2 г. Мурманск	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	3	Т-180-130	540	3	Т-180-130	540
	Итого по станции				—			—			540			540
						Коми энергосистема								
4.	Печорская ГРЭС Республика Коми, г. Печора	газ	3	К-210-130	630	3	К-210-130	630	3	К-210-130	630	3	К-210-130	630
		газ	2	К-215-130	430	2	К-215-130	430	2	К-215-130	430	2	К-215-130	430
	Итого по станции				1060			1060			1060			1060
						Ленинградская энергосистема								
5.	Киришская ГРЭС Ленинградская область, г. Кириши	газ, мазут	2	ПТ-50-130	100	2	ПТ-50-130	100	1	ПТ-50-130	50	—	—	—
		газ, мазут	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	1	ПТ-60-130	60	—	—	—
		газ, мазут	2	Р-40-130	80	2	Р-40-130	80	2	Р-40-130	80	2	Р-40-130	80
		газ, мазут	6	К-300-240	1800	5	К-300-240	1500	—	—	—	—	—	—
		газ	—	—	—	1	ПГУ-800	800	1	ПГУ-800	800	1	ПГУ-800	800
		газ	—	—	—	—	—	—	2	ПГУ-400	800	2	ПГУ-400	800
		газ	—	—	—	—	—	—	1	ГТ(Т)-50	50	2	ГТ(Т)-50	100
		газ	—	—	—	—	—	—	1	ГТ(Т)-65	65	2	ГТ(Т)-65	130
	Итого по станции				2100			2600			1905			1910

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
6.	Дубровская ТЭЦ-8 Ленинградская область, г. Кировск	уголь кузнецкий	3	К-50-90	150	3	К-50-90	150	3	К-50-90	150	—	—	—
		—»—	1	Т-37-90	37	1	Т-37-90	37	1	Т-37-90	37	—	—	—
		—»—	1	Р-5-90	5	1	Р-5-90	5	1	Р-5-90	5	—	—	—
		—»—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	К-330-240	660
	Итого по станции				192			192			192			660
7.	ТЭЦ-5 Правобережная г. Санкт-Петербург	газ	2	П-32-29	64	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		газ	1	Т-180-130	180	1	Т-180-130	180	1	Т-180-130	180	1	Т-180-130	180
		газ	—	—	—	1	ПГУ(Т)-450	450	1	ПГУ(Т)-450	450	2	ПГУ(Т)-450	900
	Итого по станции				244			630			630			1080
8.	Юго-Западная ТЭЦ[1] г. Санкт-Петербург	газ	—	—	—	2	ПГУ-225	450	2	ПГУ-225	450	2	ПГУ-225	450
		газ	—	—	—	—	—	—	2	ГТ-75,7	150	2	ГТ-75,7	150
	Итого по станции				—			450			600			600
9.	Первомайская ТЭЦ г. Санкт-Петербург	газ	2	ПТ-30-90	60	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		газ	2	ПТ-60-130	120	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		уголь	3	Т-50-130	150	2	Т-50-130	100	—	—	—	—	—	—
		газ	—	—	—	2	ПГУ(Т)-180	360	3	ПГУ(Т)-180	540	3	ПГУ(Т)-180	540
	Итого по станции				330			460			540			540

10.	ТЭЦ-21 Северная Ленинградская область, Всеволожский район	газ	5	Т-100-130	500	5	Т-100-130	500	5	Т-100-130	500	4	Т-100-130	400
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ГТ-110(Т)	110
		газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-450	450	1	ПГУ(Т)-450	450
	Итого по станции				500			500			950			960
11.	ТЭЦ-22 Южная г. Санкт-Петербург	газ	3	Т-250-240	750	3	Т-250-240	750	3	Т-250-240	750	3	Т-250-240	750
		газ	1	ГТ(Т)-50	50	1	ГТ(Т)-50	50	1	ГТ(Т)-50	50	1	ГТ(Т)-50	50
		газ	—	—	—	1	ПГУ(Т)-450	450	1	ПГУ(Т)-450	450	1	ПГУ(Т)-450	450
	Итого по станции				800			1250			1250			1250
12.	Северо-Западная ТЭЦ г. Санкт-Петербург, пос. Ольгино	газ	2	ПГУ-450	900	2	ПГУ(Т)-450	900	2	ПГУ(Т)-450	900	2	ПГУ(Т)-450	900
	Итого по станции				900			900			900			900
13. (новая)	ТЭЦ Парнас[1] г. Санкт-Петербург	газ	—	—	—	—	—	—	2	ПГУ(Т)-200	400	2	ПГУ(Т)-200	400
	Итого по станции				—			—			400			400
	Новгородская энергосистема													
14. (новая)	Новгородская ТЭС Новгородская область, Боровичский или Окуловский район	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	2	К-660-300	1320	2	К-660-300	1320
	Итого по станции				—			—			1320			1320

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	К-660-300	660
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			1320			1980
						Псковская энергосистема								
15.	Псковская ГРЭС Псковская область, пос. Дедовичи	газ	2	К-215-130	430	2	К-215-130	430	2	К-215-130	430	2	К-215-130	430
		уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	К-330-240	660
	Итого по станции				430			430			430			1090
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	К-330-240	660
	Итого по станции (максимальный вариант)				430			430			430			1750

[1]Блокстанции.

Таблица 2

Тепловые электростанции мощностью 500 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Центра

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
						Вологодская энергосистема								
1.	Череповецкая ГРЭС	газ, уголь	3	К-210-130	630	3	К-210-130	630	3	К-210-130	630	3	К-210-130	630
	Вологодская область, пос. Кадуй	уголь	—	—	—	—	—	—	1	К-330-240	330	2	К-330-240	660
	Итого по станции				630			630			960			1290
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь	—	—	—	—	—	—	1	К-330-240	330	—	—	—
	Итого по станции (максимальный вариант)				630			630			1290			1290
						Ивановская энергосистема								
2. (новая)	Ивановские ПГУ Ивановская область, г. Комсомольск	газ	—	—	—	2	ПГУ-325	650	2	ПГУ-325	650	2	ПГУ-325	650
	Итого по станции				—			650			650			650
						Калужская энергосистема								
3. (новая)	Калужская ТЭС Калужская область	уголь подмосковный	—	—	—	—	—	—	1	К-225-130	225	2	К-225-130	450
	Итого по станции				—			—			225			450

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
						Костромская энергосистема								
4.	Костромская ГРЭС	газ	8	К-300-240	2400	8	К-300-240	2480	4	К-300-240	1220	—	—	—
	Костромская область, г. Волгореченск	газ	1	К-1200-240	1200	1	К-1200-240	1200	—	—	—	—	—	—
		газ	—	—	—	1	ПГУ-800	800	3	ПГУ-800	2400	4	ПГУ-800	3200
	Итого по станции				3600			4480			3620			3200
						Липецкая энергосистема								
5.	Липецкая ТЭЦ-2 г. Липецк	газ, доменный газ	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135
		газ, доменный газ	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160
		газ, доменный газ	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220
		газ	—	—	—	2	ГТ-160	320	2	ГТ-160	320	2	ГТ-160	320
	Итого по станции				515			835			835			835
						Московская энергосистема								
6.	ГРЭС-3 им. Классона	газ	1	Т-6-29	6,3	1	Т-6-29	6,3	1	Т-6-29	6,3	—	—	—
	Московская область, г. Электрогорск	газ	1	ПТ-9-90	9	1	ПТ-9-90	9	1	ПТ-9-90	9	1	ПТ-9-90	9
		газ	2	ГТ-100	200	2	ГТ-100	200	—	—	—	—	—	—
		газ	1	ГТ-107	107	1	ГТ-107	107	—	—	—	—	—	—
		газ	1	ГТ-128	128	1	ГТ-128	128	1	ГТ-128	128	1	ГТ-128	128
		газ	1	Р-12-90	12	1	Р-12-90	12	1	Р-12-90	12	1	Р-12-90	12

		газ	1	ГТ-148	148	1	ГТ-148	148	1	ГТ-148	148	1	ГТ-148	148
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ГТ(Т)-10	10
	Итого по станции				610,3			610,3			303,3			307
7.	ГРЭС-4 Каширская Московская область, г. Кашира	уголь, газ	2	К-300-240	600	2	К-300-240	600	2	К-300-240	600	2	К-300-240	600
		газ	3	К-300-240	900	3	К-300-240	900	2	К-300-240	600	1	К-300-240	300
		газ	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80
		уголь	—	—	—	1	К-330-240	330	2	К-330-240	660	3	К-330-240	990
	Итого по станции				1580			1910			1940			1970
8.	ГРЭС-5 Шатурская Московская область, г. Шатура	газ, уголь, торф	3	К-200-130	600	3	К-200-130	600	3	К-200-130	600	3	К-200-130	600
		газ	2	К-210-130	420	2	К-210-130	420	2	К-210-130	420	2	К-210-130	420
		газ	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80
		газ	—	—	—	1	ПГУ-400	400	1	ПГУ-400	400	1	ПГУ-400	400
	Итого по станции				1100			1500			1500			1500
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	1	К-330-240	330	1	К-330-240	330
	Итого по станции (максимальный вариант)				1100			1500			1830			1830
9.	ТЭЦ-8 г. Москва	газ	1	Р-25-130	25	1	Р-25-130	25	—	—	—	—	—	—
		газ	1	Т-105-130	105	1	Т-105-130	105	—	—	—	—	—	—
		газ	1	Р-35-130	35	1	Р-35-130	35	1	Р-35-130	35	1	Р-35-130	35
		газ	4	Т-110-130	440	4	Т-110-130	440	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110
		газ	—	—	—	—	—	—	2	ПГУ(Т)-370	740	2	ПГУ(Т)-370	740
	Итого по станции				605			605			885			885

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
10.	ТЭЦ-12 г. Москва	газ	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120
		газ	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-100-130	200	2	ПТ-100-130	200	2	ПТ-100-130	200
		газ	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110
		газ	1	П-6-29	6	1	П-6-29	6	1	П-6-29	6	1	П-6-29	6
		газ	1	Р-6-29	6	1	Р-6-29	6	1	Р-6-29	6	1	Р-6-29	6
		газ	1	Р-6-35	6	1	Р-6-35	6	1	Р-6-35	6	1	Р-6-35	6
		газ	—	—	—	1	ПГУ(Т)-170	170	1	ПГУ(Т)-170	170	1	ПГУ(Т)-170	170
		газ	—	—	—	1	ПГУ(Т)-400	400	1	ПГУ(Т)-400	400	1	ПГУ(Т)-400	400
	Итого по станции				408			1018			1018			1018
11.	ТЭЦ-16 г. Москва	газ	1	Т-30-90	30	1	Т-30-90	30	—	—	—	—	—	—
		газ	1	Т-50-90	50	1	Т-50-90	50	—	—	—	—	—	—
		газ	2	Т-25-90	50	2	Т-25-90	50	—	—	—	—	—	—
		газ	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120
		газ	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110
		газ							1	ПГУ(Т)-400	400	1	ПГУ(Т)-400	400
	Итого по станции				360			360			630			630
12.	ТЭЦ-11 г. Москва	газ	1	Т-60-130	60	1	Т-60-130	60	—	—	—	—	—	—
		газ	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	—	—	—
		газ	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160	1	ПТ-80-130	80	—	—	—
		газ	—	—	—	—	—	—	2	ПГУ-240(Т)	480	2	ПГУ-240(Т)	480
	Итого по станции				330			330			670			480

13.	ТЭЦ-20 г. Москва	газ	3	Т-30-90	90	3	Т-30-90	90	1	Т-30-90	30	—	—	—
		газ	1	Т-100-130	100	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		газ	4	Т-110-130	440	4	Т-110-130	440	4	Т-110-130	440	4	Т-110-130	440
		газ	1	ПТ-35-90	35	1	ПТ-35-90	35	1	ПТ-35-90	35	1	ПТ-35-90	35
		газ	1	ПТ-65-90	65	1	ПТ-65-90	65	1	ПТ-65-90	65	1	ПТ-65-90	65
		газ	—	—	—	1	ПГУ(Т)-250	250	1	ПГУ(Т)-250	250	1	ПГУ(Т)-250	250
		газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-400	400	1	ПГУ(Т)-400	400
	Итого по станции				730			880			1220			1190
14.	ТЭЦ-21 г. Москва	газ	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100
		газ	2	Т-250-240	500	2	Т-250-240	500	2	Т-250-240	500	2	Т-250-240	500
		газ	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80
		газ	6	Т-110-130	660	6	Т-110-130	660	6	Т-110-130	660	6	Т-110-130	660
		газ	—	—	—	1	ПГУ(Т)-450	450	1	ПГУ(Т)-450	450	1	ПГУ(Т)-450	450
		без топлива	2	ДГА-5	10	2	ДГА-5	10	2	ДГА-5	10	2	ДГА-5	10
	Итого по станции				1350			1800			1800			1800
15.	ТЭЦ-22 Московская область, г. Дзержинский	уголь, газ	3	Т-240-240	720	3	Т-240-240	720	2	Т-240-240	480	2	Т-240-240	480
		—»—	6	ПТ-60-130	360	4	ПТ-60-130	240	4	ПТ-60-130	240	4	ПТ-60-130	240
		—»—	—	—	—	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160
		—»—	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220
		уголь, газ[2]	—	—	—	—	—	—	1	Т-250-240	250	1	Т-250-240	250
		без топлива	—	—	—	—	—	—	1	ТГУ-12	12	1	ТГУ-12	12
	Итого по станции				1300			1340			1362			1362

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
16.	ТЭЦ-23 г. Москва	газ	3	Т-100-130	300	2	Т-100-130	200	2	Т-100-130	200	2	Т-100-130	200
		газ	4	Т-250-240	1000	4	Т-250-240	1000	4	Т-250-240	1000	4	Т-250-240	1000
		газ	1	Т-110-130	110	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220
		без топлива	—	—	—	—	—	—	1	ТГУ-12	12	1	ТГУ-12	12
	Итого по станции				1410			1420			1432			1432
17.	ТЭЦ-25 г. Москва	газ	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120
		газ	5	Т-250-240	1250	5	Т-250-240	1250	5	Т-250-240	1250	5	Т-250-240	1250
		газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-400	400	1	ПГУ(Т)-400	400
		без топлива	—	—	—	—	—	—	1	ТГУ-12	12	1	ТГУ-12	12
	Итого по станции				1370			1370			1782			1782
18.	ТЭЦ-26 Южная г. Москва	газ	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-100-130	200	2	ПТ-100-130	200	2	ПТ-100-130	200
		газ	5	Т-250-240	1250	5	Т-250-240	1250	5	Т-250-240	1250	5	Т-250-240	1250
		газ	—	—	—	1	ПГУ(Т)-400	400	1	ПГУ(Т)-400	400	1	ПГУ(Т)-400	400
		без топлива	—	—	—	—	—	—	1	ТГУ-12	12	1	ТГУ-12	12
	Итого по станции				1410			1850			1862			1862
19.	ТЭЦ-27 Северная Московская область, г. Мытищи	газ	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160
		газ	—	—	—	3	ПГУ(Т)-450	1350	3	ПГУ(Т)-450	1350	3	ПГУ(Т)-450	1350

		без топлива	—	—	—	—	—	—	1	ТГУ-12	12	1	ТГУ-12	12
	Итого по станции				160			1510			1522			1522
20. (новая)	Петровская ТЭС Московская область, 8 км на северо-восток от г. Шатура	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	1	К-660-300	660	2	К-660-300	1320
	Итого по станции				—			—			660			1320
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	3	К-660-300	1320	2	К-660-300	1320
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			1980			2640
21. (новая)	ГТУ «Молжаниновка»[1] Московская область	газ	—	—	—	1	ГТ-200	200	2	ГТ-200	400	2	ГТ-200	400
	Итого по станции				—			200			400			400
						Нижегородская энергосистема								
22.	Дзержинская ТЭЦ Нижегородская область, г. Дзержинск	газ	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60
		газ	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80
		газ	1	Т-45-90	45	1	Т-45-90	45	1	Т-45-90	45	1	Т-45-90	45
		газ	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110
		газ	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135
		газ	1	ПГУ(Т)-150	150	1	ПГУ(Т)-150	150	1	ПГУ(Т)-150	150	1	ПГУ(Т)-150	150
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ГТ(Т)-150	150
	Итого по станции				580			580			580			730

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
23.	ТЭЦ Горьковского автозавода[1] г. Нижний Новгород	газ, мазут	1	Р-25-90	25	1	Р-25-90	25	1	Р-25-90	25	1	Р-25-90	25
		газ, мазут	3	Т-25-90	75	3	Т-25-90	75	3	Т-25-90	75	3	Т-25-90	75
		газ, мазут	3	Т-100-130	300	3	Т-100-130	300	3	Т-100-130	300	3	Т-100-130	300
		газ, мазут	3	ПТ-60-130	180	3	ПТ-60-130	180	3	ПТ-60-130	180	3	ПТ-60-130	180
	Итого по станции				580			580			580			580
24. (новая)	Нижегородская ТЭЦ г. Нижний Новгород	газ	—	—	—	—	—	—	3	ПГУ(Т)-325	975	3	ПГУ(Т)-325	975
	Итого по станции				—			—			975			975
	Рязанская энергосистема													
25.	Рязанская ГРЭС Рязанская область, г. Новомичуринск	газ, уголь	4	К-260-240	1050	4	К-260-240	1050	4	К-260-240	1050	4	К-260-240	1050
		газ	2	К-800-240	1600	2	К-800-240	1600	—	—	—	—	—	—
		уголь	—	—	—	—	—	—	1	К-330-240	330	1	К-330-240	330
		без топлива	—	—	—	—	—	—	2	ДГА-5	10	2	ДГА-5	10
		уголь	—	—	—	—	—	—	1	К-660-300	660	2	К-660-300	1320
	Итого по станции				2650			2650			2050			2710
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь	—	—	—	—	—	—	1	К-660-300	660	—	—	—
	Итого по станции (максимальный вариант)				2650			2650			2710			2710

26.	Новорязанская ТЭЦ[1]	газ	2	ПТ-25-90	50	2	ПТ-25-90	50	2	ПТ-25-90	50	2	ПТ-25-90	50
		газ	2	Р-25-90	50	2	Р-25-90	50	2	Р-25-90	50	2	Р-25-90	50
	Рязанская область	газ	1	ПТ-50-130	50	1	ПТ-50-130	50	1	ПТ-50-130	50	1	ПТ-50-130	50
		газ	1	Т-60-130	60	1	Т-60-130	60	1	Т-60-130	60	1	Т-60-130	60
		газ	2	Р-50-130	100	2	Р-50-130	100	2	Р-50-130	100	2	Р-50-130	100
		газ	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100
		газ	—	—	—	1	ПГУ(Т)-192	192	1	ПГУ(Т)-192	192	1	ПГУ(Т)-192	192
	Итого по станции				410			602			602			602
						Смоленская энергосистема								
27.	Смоленская ГРЭС Смоленская область, пос. Озерный	газ, уголь, торф	3	К-210-130	630	3	К-210-130	630	3	К-210-130	630	3	К-210-130	630
		уголь, торф	—	—	—	—	—	—	1	К-330-240	330	1	К-330-240	330
	Итого по станции				630			630			960			960
						Тамбовская энергосистема								
28. (новая)	Мучкапская ТЭС Тамбовская область													
	Максимальный вариант	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	1	К-660-300	660	3	К-660-300	1980
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			660			1980
						Тверская энергосистема								
29.	Конаковская ГРЭС	газ	8	К-300-240	2400	8	К-300-240	2400	—	—	—	—	—	—
	г. Конаково, Тверская область	газ	—	—	—	—	—	—	3	ПГУ-400	1200	4	ПГУ-400	1600
		газ	—	—	—	—	—	—	2	ПГУ-400	800	2	ПГУ-400	800
	Итого по станции				2400			2400			2000			2400

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ-400	400	—	—	—
	Итого по станции (максимальный вариант)				2400			2400			2400			2400
						Тульская энергосистема								
30.	Черепетская ГРЭС	уголь	4	К-140-130	560	4	К-140-130	560	1	К-140-130	140	1	К-140-130	140
	Тульская область, г. Суворов	уголь	2	К-300-240	600	2	К-300-240	600	2	К-300-240	600	2	К-300-240	600
		уголь	1	К-300-240	265	1	К-300-240	300	1	К-300-240	300	1	К-300-240	300
		уголь	—	—	—	2	К-225-130	450	3	К-225-130	675	4	К-225-130	900
	Итого по станции				1425			1910			1715			1940
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь	—	—	—	—	—	—	3	К-225-130	675	2	К-225-130	450
	Итого по станции (максимальный вариант)				1425			1910			2390			2390
						Ярославская энергосистема								
31.	Ярославская ТЭЦ-2 г. Ярославль	газ	1	ПТ-30-90	30	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		газ	1	ПТ-20-90	20	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		газ	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50

	газ	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50
	газ	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60
	газ	—	—	—	1	Т-115-130	115	2	Т-115-130	230	2	Т-115-130	230
	газ	—	—	—	1	ГТ-160	160	1	ГТ-160	160	1	ГТ-160	160
Итого по станции				210			435			550			550

[1]Блокстанции.
[2]Вид топлива будет уточнен при выполнении проекта.

Таблица 3

Тепловые электростанции мощностью 500 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Средней Волги

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
	Марийская энергосистема													
1.	Йошкар-Олинская ТЭЦ Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола	газ	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80
		газ	1	Т-115-130	115	1	Т-115-130	115	1	Т-115-130	115	1	Т-115-130	115
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3	ПГУ(Т)-115	345
	Итого по станции				195			195			195			540
	Мордовская энергосистема													
2. (новая)	Мордовская ГРЭС Республика Мордовия													
	Максимальный вариант	уголь канско-ачинский	—	—	—	—	—	—	3	К-660-300	1980	4	К-660-300	2640

	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			1980			2640
						Пензенская энергосистема								
3. (новая)	Никольская ГРЭС Пензенская область, в 90 км северо-восточнее г. Пенза													
	Максимальный вариант	уголь канско-ачинский	—	—	—	—	—	—	2	К-660-300	1320	4	К-660-300	2640
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			1320			2640
						Самарская энергосистема								
4.	Новокуйбышевская ТЭЦ-2	газ	2	ПТ-50-130	100	2	ПТ-50-130	100	2	ПТ-50-130	100	—	—	—
	Самарская область, г. Новокуйбышевск	газ	2	Р-25-130	50	2	Р-25-130	50	2	Р-25-130	50	2	Р-25-130	50
		газ	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	—	—	—
		газ	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	—	—	—
		газ	2	Р-75-130	150	2	Р-75-130	150	2	Р-75-130	150	2	Р-75-130	150
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-450	450
	Итого по станции				470			470			470			650
5.	Тольяттинская ТЭЦ	газ, уголь	2	ПТ-65-130	130	2	ПТ-65-130	130	2	ПТ-65-130	130	2	ПТ-65-130	130
	Самарская область, г. Тольятти	газ, уголь	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50
		газ, уголь	2	Р-35-130	70	2	Р-35-130	70	2	Р-35-130	70	2	Р-35-130	70
		газ, уголь	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80
		газ, уголь	2	Т-100-130	200	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220
		газ, уголь	2	Р-90-130	180	2	Р-90-130	180	2	Р-90-130	180	2	Р-90-130	180
	Итого по станции				710			730			730			730

6.	ТЭЦ Волжского автозавода	газ	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	125	2	ПТ-60-130	125	—	—	—
	Самарская область, г. Тольятти	газ	4	Т-105-130	420	4	Т-105-130	430	4	Т-105-130	430	2	Т-105-130	210
		газ	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220
		газ	2	ПТ-135-130	270	2	ПТ-135-130	270	2	ПТ-135-130	270	2	ПТ-135-130	270
		газ	1	ПТ-142-130	142	1	ПТ-142-130	142	1	ПТ-142-130	142	1	ПТ-142-130	142
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	ГТ(Т)-65	130
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-450	450
	Итого по станции				1172			1187			1187			1422
						Саратовская энергосистема								
7.	Балаковская ТЭЦ-4	газ	3	ПТ-50-130	150	3	ПТ-50-130	150	3	ПТ-50-130	150	—	—	—
	Саратовская область, г. Балаково	газ	2	Р-50-130	100	2	Р-50-130	100	2	Р-50-130	100	2	Р-50-130	100
		газ	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	—	—	—
		газ	1	Т-55-130	55	1	Т-55-130	55	1	Т-55-130	55	—	—	—
		газ	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	ПГУ(Т)-200	400
	Итого по станции				465			465			465			610
8.	Саратовская ТЭЦ-5 г. Саратов	газ	4	Т-110-130	440	4	Т-110-130	440	4	Т-110-130	440	4	Т-110-130	440
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-200	200
	Итого по станции				440			440			440			640
						Татарская энергосистема								
9.	Заинская ГРЭС Республика Татарстан, г. Заинск	газ	12	К-200-130	2400	12	К-200-130	2400	7	К-200-130	1400	—	—	—
		газ	—	—	—	—	—	—	2	ПГУ-400	800	6	ПГУ-400	2400
	Итого по станции				2400			2400			2200			2400
10.	Казанская ТЭЦ-3 г. Казань	газ	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60	—	—	—
		газ	1	Р-35-130	35	1	Р-35-130	35	1	Р-35-130	35	1	Р-35-130	35
		газ	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	—	—	—

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
		газ	1	Т-105-130	105	1	Т-105-130	105	1	Т-105-130	105	—	—	—
		газ	1	Р-20-130	20	1	Р-20-130	20	1	Р-20-130	20	1	Р-20-130	20
		газ	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135
		газ	—	—	—	1	ПГУ(Т)-150	150	1	ПГУ(Т)-150	150	1	ПГУ(Т)-150	150
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ГТ(Т)-110	110
	Итого по станции				405			555			555			450
11.	Набережно-Челнинская ТЭЦ Республика Татарстан, г. Набережные Челны	газ	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	—	—	—	—	—	—
		газ	2	Т-105-130	210	2	Т-105-130	210	2	Т-105-130	210	—	—	—
		газ	4	Т-110-130	440	4	Т-110-130	440	4	Т-110-130	440	1	Т-110-130	110
		газ	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50
		газ	1	Т-175-130	175	1	Т-175-130	175	1	Т-175-130	175	1	Т-175-130	175
		газ	1	Т-185-130	185	1	Т-185-130	185	1	Т-185-130	185	1	Т-185-130	185
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	ПГУ(Т)-200	400
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	ГТ(Т)-65	130
	Итого по станции				1180			1180			1060			1050
12.	Нижнекамская ТЭЦ-1 Республика Татарстан, г. Нижнекамск	газ	3	ПТ-60-130	180	3	ПТ-60-130	180	2	ПТ-60-130	120	—	—	—
		газ	5	Р-70-130	350	5	Р-70-130	350	5	Р-70-130	350	5	Р-70-130	350
		газ	2	Т-105-130	210	2	Т-105-130	210	2	Т-105-130	210	1	Т-105-130	105
		газ	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4	ГТ(Т)-70	280
	Итого по станции				850			850			790			845

						Чувашская энергосистема								
13.	Чебоксарская ТЭЦ-2	газ	2	ПТ-135-130	270	2	ПТ-135-130	270	2	ПТ-135-130	270	2	ПТ-135-130	270
	Чувашская Республика, г. Чебоксары	газ	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80
		газ	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110
		газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-160	160	1	ПГУ(Т)-160	160
	Итого по станции				460			460			620			620
						Ульяновская энергосистема								
14.	Ульяновская ТЭЦ-1	газ	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60
	г. Ульяновск	газ	1	Т-105-130	105	1	Т-105-130	105	1	Т-105-130	105	1	Т-105-130	105
		газ	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110
		газ	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	ГТУ-65(Т)	130
	Итого по станции				435			435			435			565
15.	Ульяновская ТЭЦ-2	газ	1	ПТ-142-130	142	1	ПТ-142-130	142	1	ПТ-142-130	142	1	ПТ-142-130	142
	г. Ульяновск	газ	1	Т-175-130	175	1	Т-175-130	175	1	Т-175-130	175	1	Т-175-130	175
		газ	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ГТ ТЭЦ-160	160
	Итого по станции				417			417			417			577

Таблица 4

Тепловые электростанции мощностью 500 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Юга

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
	Астраханская энергосистема													
1.	Астраханская ТЭЦ-2	газ	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160
	г. Астрахань	газ	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220
		газ	—	—	—	1	ПГУ-400	400	2	ПГУ-400	800	2	ПГУ-400	800
	Итого по станции				380			780			1180			1180
	Волгоградская энергосистема													
2.	Волжская ТЭЦ-1	газ	1	Р-44-130	44	1	Р-44-130	44	1	Р-44-130	44	—	—	—
	Волгоградская область, г.Волжский	газ	1	Т-48-130	48	1	Т-48-130	48	1	Т-48-130	48	—	—	—
		газ	2	Т-97-130	194	2	Т-97-130	194	2	Т-97-130	194	—	—	—
		газ	1	ПТ-133-130	133	1	ПТ-133-130	133	1	ПТ-133-130	133	—	—	—
		газ	2	ПТ-61-130	122	2	ПТ-61-130	122	2	ПТ-61-130	122	2	ПТ-61-130	122
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	ГТ(Т)-60	120
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	ГТ(Т)-110	220
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-200	200
	Итого по станции				541			541			541			662
3. (новая)	Камышинская ТЭС Волгоградская область													
	Максимальный вариант	местные угли	—	—	—	—	—	—	2	К-660-300	1320	2	К-660-300	1320

	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			1320			1320
							Кубанская энергосистема							
4.	Краснодарская ТЭЦ Краснодарский край, г. Краснодар	газ	1	Р-20-90	20	1	Р-20-90	20	—	—	—	—	—	—
		газ	1	Р-22-90	22	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		газ	1	ПТ-50-90	50	1	ПТ-50-90	50	—	—	—	—	—	—
		газ	1	Т-42-90	42	1	Т-42-90	42	1	Т-42-90	42	—	—	—
		газ	1	К-150-130	150	1	К-150-130	150	—	—	—	—	—	—
		газ	3	Т-113-130	339	3	Т-113-130	339	—	—	—	—	—	—
		газ	1	ПТ-25-90	25	1	ПТ-25-90	25	1	ПТ-25-90	25	—	—	—
		газ	—	—	—	1	ПГУ(Т)-400	400	1	ПГУ(Т)-400	400	1	ПГУ(Т)-400	400
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ПТ-50-90	50
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ГТ(Т)-100	100
	Итого по станции				648			1026			467			550
5. (новая)	Мостовская ТЭС (Краснодарская) Краснодарский край, пос. Мостовский	газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	ПГУ-400	800
	Итого по станции				—			—			—			800
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ-400	400	2	ПГУ-400	800
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			400			1600
6. (новая)	Новороссийская ТЭС Краснодарский край, г. Новороссийск	газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-200	200	1	ПГУ(Т)-200	200
		газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ-200	200	1	ПГУ-200	200
	Итого по станции				—			—			400			400

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
						Ростовская энергосистема								
7.	Новочеркасская ГРЭС Ростовская область, г. Новочеркасск, пос. Донской	уголь, газ	8	К-264-240	2112	8	К-264-240	2112	7	К-264-240	1848	7	К-264-240	1848
		уголь донецкий	—	—	—	—	—	—	1	К-330-240	330	1	К-330-240	330
	Итого по станции				2112			2112			2178			2178
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь донецкий	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	К-330-240	330
	Итого по станции (максимальный вариант)				2112			2112			2178			2508
8. (новая)	Ростовская ТЭС Ростовская область													
	Максимальный вариант	уголь донецкий	—	—	—	—	—	—	4	К-330-240	1320	8	К-330-240	2640
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			1320			2640
						Ставропольская энергосистема								
9.	Ставропольская ГРЭС Ставропольский край, г. Солнечнодольск	газ	8	К-300-240	2400	8	К-300-240	2400	4	К-300-240	1200	—	—	—
		газ	—	—	—	1	ПГУ-400	400	3	ПГУ-400	1200	6	ПГУ-400	2400
	Итого по станции				2400			2800			2400			2400

	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ-400	400	—	—	—
	Итого по станции (максимальный вариант)				2400			2800			2800			2400
10.	Невинномысская ГРЭС Ставропольский край, г. Невинномысск	газ	2	ПТ-25-90	50	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		газ	5	К-150-130	750	5	К-150-130	750	1	К-150-130	150	—	—	—
		газ	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50
		газ	1	ПГУ-170	170	1	ПГУ-170	170	1	ПГУ-170	170	—	—	—
		газ	1	К-160-130	160	1	К-160-130	160	1	К-160-130	160	—	—	—
		газ	1	Р-30-130	30	1	Р-30-130	30	1	Р-30-130	30	1	Р-30-130	30
		газ	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80
		газ	—	—	—	1	ПГУ-400	400	2	ПГУ-400	800	3	ПГУ-400	1200
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-240	240
	Итого по станции				1290			1640			1440			1600

Таблица 5

Тепловые электростанции мощностью 500 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Урала

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
						Башкирская энергосистема								
1.	Кармановская ГРЭС	газ, мазут	6	К-300-240	1800	6	К-300-240	1800	2	К-300-240	600	—	—	—
	Республика Башкортостан, Янаульский район, п. Карманово	газ	—	—	—	—	—	—	3	ПГУ-400	1200	4	ПГУ-400	1600
	Итого по станции				1800			1800			1800			1600
2.	Стерлитамакская ТЭЦ	газ, мазут	2	ПР-30-90	60	2	ПР-30-90	60	2	ПР-30-90	60	2	ПР-30-90	60
		газ, мазут	1	ПТ-25-90	25	1	ПТ-25-90	25	1	ПТ-25-90	25	1	ПТ-25-90	25
	Республика Башкортостан, г. Стерлитамак	газ, мазут	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120
		газ, мазут	1	Р-6-90	6	1	Р-6-90	6	1	Р-6-90	6	1	Р-6-90	6
		газ, мазут	4	Р-50-130	200	4	Р-50-130	200	4	Р-50-130	200	4	Р-50-130	200
		газ, мазут	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100
	Итого по станции				511			511			511			511
3.	Ново-Салаватская ТЭЦ Республика Башкортостан, г. Салават	газ, мазут	1	ПТ-50-130	50	1	ПТ-50-130	50	1	ПТ-50-130	50	1	ПТ-50-130	50
		газ, мазут	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50
		газ, мазут	2	Р-40-130	80	2	Р-40-130	80	2	Р-40-130	80	2	Р-40-130	80
		газ, мазут	1	Р-80-130	80	1	Р-80-130	80	1	Р-80-130	80	1	Р-80-130	80
		газ, мазут	2	ПТ-135-130	270	2	ПТ-135-130	270	2	ПТ-135-130	270	2	ПТ-135-130	270
	Итого по станции				530			530			530			530

4.	Уфимская ТЭЦ-2 Республика Башкортостан, г. Уфа	газ, мазут	2	Р-7-29	14	2	Р-7-29	14	2	Р-7-29	14	2	Р-7-29	14
		газ, мазут	1	Р-12-29	12	1	Р-12-29	12	1	Р-12-29	12	1	Р-12-29	12
		газ, мазут	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120
		газ, мазут	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100
		газ, мазут	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220	2	Т-110-130	220
		газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-170	170	1	ПГУ(Т)-170	170
	Итого по станции				466			466			622			622
						Кировская энергосистема								
5.	Кировская ТЭЦ-5 Кировская область, г. Киров	газ, уголь	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80
		газ, уголь	2	Т-185-130	370	2	Т-185-130	370	2	Т-185-130	370	2	Т-185-130	370
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-250	250
	Итого по станции				450			450			450			700
						Курганская энергосистема								
6.	Курганская ТЭЦ Кировская область, г. Курган	газ	1	Р-30-130	30	1	Р-30-130	30	—	—	—	—	—	—
		газ	1	ПТ-50-130	50	1	ПТ-50-130	50	1	ПТ-50-130	50	1	ПТ-50-130	50
		газ	4	Т-100-130	400	4	Т-100-130	400	4	Т-100-130	400	4	Т-100-130	400
		газ	—	—	—	1	ПГУ(Т)-230	230	1	ПГУ(Т)-230	230	1	ПГУ(Т)-230	230
	Итого по станции				480			710			680			680
						Оренбургская энергосистема								
7.	Ириклинская ГРЭС	газ	8	К-300-240	2400	8	К-300-240	2400	5	К-300-240	1500	3	К-300-240	900
	Оренбургская область, Новоорский район, пос. Энергетик	газ	—	—	—	—	—	—	2	ПГУ-400	800	3	ПГУ-400	1200
	Итого по станции				2400			2400			2300			2100

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
8. (новая)	ПГУ в Оренбургской области Район Зайкинского газоперерабатывающего предприятия													
	Максимальный вариант	попутный нефтяной газ	—	—	—	—	—	—	2	ПГУ-400	800	2	ПГУ-400	800
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			800			800
						Пермская энергосистема								
9.	Яйвинская ГРЭС Пермский край, пос. Яйва	газ	4	К-150-130	600	4	К-150-130	600	4	К-150-130	600	4	К-150-130	600
		газ	—	—	—	1	ПГУ-400	400	1	ПГУ-400	400	1	ПГУ-400	400
	Итого по станции				600			1000			1000			1000
10.	Пермская ГРЭС Пермский край, г. Добрянка	газ	3	К-800-240	2400	3	К-800-240	2400	—	—	—	—	—	—
		газ	—	—	—	1	ПГУ-800	800	3	ПГУ-800	2400	3	ПГУ-800	2400
	Итого по станции				2400			3200			2400			2400
11.	Пермская ТЭЦ-9 Пермский край, г. Пермь	газ	1	ПТ-25-90	25	1	ПТ-25-90	25	—	—	—	—	—	—
		газ	1	ПТ-30-90	30	1	ПТ-30-90	30	—	—	—	—	—	—
		газ	1	Р-25-90	25	1	Р-25-90	25	1	Р-25-90	25	1	Р-25-90	25
		газ	1	ПТ-65-130	65	1	ПТ-65-130	65	1	ПТ-65-130	65	1	ПТ-65-130	65
		газ	1	Р-37-130	37	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		газ	1	Т-105-130	105	1	Т-105-130	105	1	Т-105-130	105	1	Т-105-130	105

		газ	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110
		газ	—	—	—	—	—	—	1	ГТ(Т)-150	150	1	ГТ(Т)-150	150
		газ	—	—	—	—	—		1	ГТ(Т)-110	110	1	ГТ(Т)-110	110
	Итого по станции				447			410			615			615
12.	Чайковская ТЭЦ Пермский край, г. Чайковский	газ, уголь	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	130	2	ПТ-60-130	130
		газ, уголь	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50
		без топлива	—	—	—	1	Т-50-16	50	1	Т-50-16	50	1	Т-50-16	50
		уголь	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ПТ-45-130	45
		уголь	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	Т-115-130	230
	Итого по станции				170			220			230			505
13. (новая)	Новая ТЭЦ в Березниках Пермский край, г. Березники	газ	—	—	—	—	—	—	4	ПГУ(Т)-100	400	4	ПГУ(Т)-100	400
	Итого по станции				—			—			400			400
							Свердловская энергосистема							
14.	Рефтинская ГРЭС Свердловская область, г. Асбест	уголь	6	К-300-240	1800	6	К-300-240	1800	6	К-300-240	1800	6	К-300-240	1800
		уголь	4	К-500-240	2000	4	К-500-240	2000	4	К-500-240	2000	4	К-500-240	2000
		уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	1	К-660-300	660	1	К-660-300	660
	Итого по станции				3800			3800			4460			4460
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь	—	—	—	—	—	—	1	К-660-300	660	1	К-660-300	660
	Итого по станции (максимальный вариант)				3800			3800			5120			5120

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
15.	Верхне-Тагильская ГРЭС Свердловская область, г. Верхний Тагил	газ, уголь	4	Т-88-90	352	4	Т-88-90	352	4	Т-88-90	352	—	—	—
		газ, уголь	2	К-100-90	200	2	К-100-90	200	—	—	—	—	—	—
		газ, уголь	2	К-165-130	330	2	К-165-130	330	2	К-165-130	330	—	—	—
		газ	3	К-205-130	615	3	К-205-130	615	—	—	—	—	—	—
		уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	2	К-330-240	660	2	К-330-240	660
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ-400	400
		уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3	Т-115-130	345
	Итого по станции				1497			1497			1342			1405
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ-400	400	—	—	—
	Итого по станции (максимальный вариант)				1497			1497			1742			1405
16.	Средне-Уральская ГРЭС Свердловская область, г. Среднеуральск	газ	2	Р-16-29	32	1	Р-16-29	16	1	Р-16-29	16	1	Р-16-29	16
		газ	1	ПР-46-29	46	1	ПР-46-29	46	1	ПР-46-29	46	1	ПР-46-29	46
		газ	2	Т-100-130	200	2	Т-100-130	200	2	Т-100-130	200	2	Т-100-130	200
		газ	1	Р-38-130	38	1	Р-38-130	38	1	Р-38-130	38	1	Р-38-130	38
		газ	2	Т-277-240	554	2	Т-277-240	554	2	Т-277-240	554	1	Т-277-240	277
		газ	1	К-300-240	300	1	К-300-240	300	—	—	—	—	—	—
		газ	1	ГТ-12	11,5	1	ГТ-12	11,5	1	ГТ-12	11,5	1	ГТ-12	11,5

		газ	—	—	—	1	ПГУ(Т)-400	400	1	ПГУ(Т)-400	400	1	ПГУ(Т)-400	400
	Итого по станции				1181,5			1565,5			1265,5			988,5
17.	Серовская ГРЭС	газ, уголь	3	К-50-90	150	3	К-50-90	150	—	—	—	—	—	—
	Свердловская область, г. Серов	газ, уголь	2	Т-88-90	176	2	Т-88-90	176	—	—	—	—	—	—
		газ, уголь	2	К-100-90	200	2	К-100-90	200	—	—	—	—	—	—
		уголь	—	—	—	—	—	—	2	К-330-240	660	2	К-330-240	660
		уголь	—	—	—	—	—	—	2	Т-115-130	230	2	Т-115-130	230
	Итого по станции				526			526			890			890
18. (новая)	Серовская ТЭС-2 Свердловская область	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	2	К-330-240	660	2	К-330-240	660
	Итого по станции				—			—			660			660
19.	Нижнетуринская ТЭЦ	уголь, газ	2	Р-10-130	20	2	Р-10-130	20	2	Р-10-130	20	2	Р-10-130	20
	Свердловская область, г. Нижняя Тура	уголь, газ	3	Т-88-90	264	3	Т-88-90	264	2	Т-88-90	176	—	—	—
		уголь	—	—	—	1	Т-115-130	115	1	Т-115-130	115	2	Т-115-130	230
		уголь	—	—	—	—	—	—	2	К-330-240	660	2	К-330-240	660
		газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	ГТ(Т)-110	220
	Итого по станции				284			399			971			1130
20.	Ново-Свердловская ТЭЦ	газ	5	Т-110-130	550	5	Т-110-130	550	5	Т-110-130	550	5	Т-110-130	550
	Свердловская область, г. Екатеринбург	газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-250	250	1	ПГУ(Т)-250	250
	Итого по станции				550			550			800			800
21. (новая)	Новобогословская ТЭЦ Свердловская область, г. Краснотуринск	уголь кузнецкий	—	—	—	1	Т-208-130	208	5	Т-208-130	1040	5	Т-208-130	1040
	Итого по станции				—			208			1040			1040

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
22. (новая)	Талицкая ТЭС Свердловская область													
	Максимальный вариант	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	2	К-660-300	1320	2	К-660-300	1320
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			208			1320			1320
						Тюменская энергосистема								
23.	Сургутская ГРЭС-1 Тюменская область, г. Сургут	газ	1	П-12-35	12	1	П-12-35	12	1	П-12-35	12	1	П-12-35	12
		газ	1	Т-178-130	178	1	Т-178-130	178	1	Т-178-130	178	1	Т-178-130	178
		газ	2	Т-180-130	360	2	Т-180-130	360	2	Т-180-130	360	2	Т-180-130	360
		газ	13	К-210-130	2730	13	К-210-130	2730	10	К-210-130	2100	5	К-210-130	1050
		газ	—	—	—	—	—	—	2	ПГУ-400	800	5	ПГУ-400	2000
	Итого по станции				3280			3280			3450			3600
24.	Сургутская ГРЭС-2 Тюменская область, г. Сургут	газ	6	К-800-240	4800	6	К-800-240	4800	—	—	—	—	—	—
		газ	—	—	—	2	ПГУ-400	800	2	ПГУ-400	800	2	ПГУ-400	800
		газ	—	—	—	—	—	—	6	ПГУ-800	4800	6	ПГУ-800	4800
	Итого по станции				4800			5600			5600			5600
25.	Уренгойская ТЭС-2 Тюменская область, Новый Уренгой, п. Лимбяяха	газ	—	—	—	—	—	—	3	ПГУ-400	1200	3	ПГУ-400	1200
	Итого по станции				—			—			1200			1200

26.	Тюменская ТЭЦ-2	газ	3	Т-180-130	540	3	Т-180-130	540	3	Т-180-130	540	3	Т-180-130	540
	Тюменская область, г. Тюмень	газ	1	К-215-130	215	1	К-215-130	215	1	К-215-130	215	1	К-215-130	215
		газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-450	450	1	ПГУ(Т)-450	450
	Итого по станции				755			755			1205			1205
27.	Тюменская ТЭЦ-1	газ	3	Т-94-130	282	3	Т-94-130	282	3	Т-94-130	282	3	Т-94-130	282
	Тюменская область, г. Тюмень	газ	1	ПГУ(Т)-190	190	2	ПГУ(Т)-190	380	3	ПГУ(Т)-190	570	3	ПГУ(Т)-190	570
	Итого по станции				472			662			852			852
28.	Нижневартовская ГРЭС	газ	2	К-800-240	1600	2	К-800-240	1600	2	К-800-240	1600	1	К-800-240	800
	Тюменская область, пос. Излучинский Нижневартовского района	газ	—	—	—	1	ПГУ-800	800	2	ПГУ-800	1600	3	ПГУ-800	2400
	Итого по станции				1600			2400			3200			3200
29. (новая)	Няганьская ТЭС Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, г. Нягань	газ	—	—	—	1	ПГУ-400	400	3	ПГУ-400	1200	3	ПГУ-400	1200
	Итого по станции				—			400			1200			1200
30.	Тобольская ТЭЦ Тюменская область, г. Тобольск	газ	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135
		газ	1	Т-175-130	175	1	Т-175-130	175	1	Т-175-130	175	1	Т-175-130	175
		газ	1	Р-142-130	142	1	Р-142-130	142	1	Р-142-130	142	1	Р-142-130	142
		газ	—	—	—	1	К-210-140	210	1	К-210-140	210	1	К-210-140	210
	Итого по станции				452			662			662			662

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
31. (новая)	ПГУ в Тарко-Сале Ямало-Ненецкий автономный округ	газ	—	—	—	—	—	—	3	ПГУ-400	1200	3	ПГУ-400	1200
	Итого по станции				—			—			1200			1200
						Удмуртская энергосистема								
32. (новая)	Вавожская ТЭС Удмуртская Республика													
	Максимальный вариант	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	2	К-660-300-	1320	2	К-660-300	1320
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			1320			1320
						Челябинская энергосистема								
33.	Троицкая ГРЭС Челябинская область, г. Троицк	уголь	3	Т-85-90	255	3	Т-85-90	255	3	Т-85-90	255	—	—	—
		уголь	3	К-278-240	834	3	К-278-240	834	3	К-278-240	834	3	К-278-240	834
		уголь	2	К-485-240	970	2	К-485-240	970	2	К-485-240	970	2	К-485-240	970
		уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	2	К-660-300	1320	2	К-660-300	1320
		уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3	Т-115-130	345
	Итого по станции				2059			2059			3379			3469

34.	Южно-Уральская ГРЭС Челябинская область, г. Южноуральск	газ, уголь	2	К-50-90	100	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		газ, уголь	1	П-35-90	35	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		газ, уголь	1	К-100-90	100	1	К-100-90	100	—	—	—	—	—	—
		газ, уголь	2	Т-82-90	164	2	Т-82-90	164	—	—	—	—	—	—
		газ	2	К-200-130	400	2	К-200-130	400	—	—	—	—	—	—
		газ, уголь	1	ПТ-83-90	83	1	ПТ-83-90	83	1	ПТ-83-90	83	1	ПТ-83-90	83
		уголь	—	—	—	1	К-225-130	225	2	К-225-130	450	2	К-225-130	450
		уголь	—	—	—	—	—	—	2	Т-115-130	230	2	Т-115-130	230
		уголь	—	—	—	—	—	—	1	К-330-130	330	1	К-330-130	330
	Итого по станции				882			972			1093			1093
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь	—	—	—	—	—	—	1	К-660-300	660	1	К-660-300	660
	Итого по станции (максимальный вариант)				882			972			1753			1753
35.	Челябинская ТЭЦ-3 Челябинская область, г. Челябинск	газ	2	Т-180-130	360	2	Т-180-130	360	2	Т-180-130	360	2	Т-180-130	360
		газ	—	—	—	1	ПГУ(Т)-220	220	1	ПГУ(Т)-220	220	1	ПГУ(Т)-220	220
	Итого по станции				360			580			580			580

Таблица 6

Тепловые электростанции мощностью 500 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Сибири

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
						Алтайская энергосистема								
1.	Бийская ТЭЦ-1	уголь	1	ПТ-25-90	25	1	ПТ-25-90	25	1	ПТ-25-90	25	1	ПТ-25-90	25
	Алтайский край, г. Бийск	уголь	1	Т-30-90	30	1	Т-30-90	30	1	Т-30-90	30	1	Т-30-90	30
		уголь	2	ПТ-50-130	100	2	ПТ-50-130	100	2	ПТ-50-130	100	2	ПТ-50-130	100
		уголь	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50
		уголь	3	Т-110-130	330	3	Т-110-130	330	3	Т-110-130	330	3	Т-110-130	330
	Итого по станции				535			535			535			535
2.	Барнаульская ТЭЦ-3	уголь	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80
	Алтайский край, г. Барнаул	уголь	2	Т-175-130	350	2	Т-175-130	350	2	Т-175-130	350	2	Т-175-130	350
		уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	Т-180-130	180
	Итого по станции				430			430			430			610
						Бурятская энергосистема								
3.	Гусиноозерская ГРЭС	уголь	2	К-170-130	340	2	К-170-130	340	2	К-170-130	340	2	К-170-130	340
	Республика Бурятия, г. Гусиноозерск	уголь	2	К-180-130	360	1	К-180-130	180	1	К-180-130	180	1	К-180-130	180
		уголь	—	—	—	1	К-215-130	215	1	К-215-130	215	1	К-215-130	215
		уголь	2	К-200-130	400	2	К-200-130	400	2	К-200-130	400	2	К-200-130	400
	Итого по станции				1100			1135			1135			1135

4. (новая)[1]	Олонь-Шибирская ТЭС Республика Бурятия, Бурятский национальный округ	уголь олоньшибирский	—	—	—	—	—	—	4	К-900 ССК	3600	4	К-900 ССК	3600
	Итого по станции				—			—			3600			3600
							Иркутская энергосистема							
5.	Иркутская ГРЭС-10 Иркутская область, г. Ангарск	уголь	7	К-150-130	1050	7	К-150-130	1050	7	К-150-130	1050	7	К-150-130	1050
		уголь	1	ПТ-60-90	60	1	ПТ-60-90	60	1	ПТ-60-90	60	1	ПТ-60-90	60
	Итого по станции				1110			1110			1110			1110
6.	Иркутская ТЭЦ-9 Иркутская область, г. Ангарск	уголь	2	ПТ-50-130	100	2	ПТ-50-130	100	2	ПТ-50-130	100	2	ПТ-50-130	100
		уголь	2	Р-50-130	100	2	Р-50-130	100	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50
		уголь	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	60	1	Т-50-130	60	1	Т-50-130	60
		уголь	1	Т-60-130	50	1	Т-60-130	60	1	Т-60-130	60	1	Т-60-130	60
		уголь	1	Р-65-130	65	1	Р-65-130	65	1	Р-100-130	100	1	Р-100-130	100
		уголь	1	Т-125-130	110	1	Т-125-130	110	1	Т-125-130	110	1	Т-125-130	110
		уголь	—	—	—	—	—	—	1	Т-30/50	30	1	Т-30/50	30
	Итого по станции				475			495			510			510
7.	Ново-Иркутская ТЭЦ	уголь	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120	2	ПТ-60-130	120
	Иркутская область, р.п. Марково	уголь	2	Т-175-130	350	2	Т-175-130	350	2	Т-175-130	350	2	Т-175-130	350
		уголь	1	Т-185-130	185	1	Т-185-130	185	1	Т-185-130	185	1	Т-185-130	185
	Итого по станции				655			655			655			655
8.	Усть-Илимская ТЭЦ	уголь	1	ПТ-100-130	60	1	ПТ-100-130	60	1	ПТ-100-130	60	1	ПТ-100-130	60
	Иркутская область, г. Усть-Илимск	уголь	1	Р-10-130	10	1	Р-10-130	10	1	Т-30/50	50	1	Т-30/50	50
		уголь	2	Т-125-130	220	2	Т-125-130	220	2	Т-125-130	220	2	Т-125-130	220
		уголь	1	Р-50-130	50	1	Р-60-130	60	1	Р-60-130	60	1	Р-60-130	60
		уголь	1	Т-220-130	185	1	Т-220-130	185	1	Т-220-130	185	1	Т-220-130	185
	Итого по станции				525			535			575			575

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
9.	Ново-Зиминская ТЭЦ	уголь	3	ПТ-80-130	240	2	ПТ-80-130	160	—	—	—	—	—	—
	Иркутская область, г. Зима	уголь	—	—	—	1	Тп-100-130	110	3	Тп-100-130	330	3	Тп-100-130	330
		уголь иркутский	—	—	—	—	—	—	1	ПТ-100-130	100	1	ПТ-100-130	100
		уголь иркутский	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	К-330-240	330
	Итого по станции				240			270			430			760
	Максимальный вариант	уголь иркутский	—	—	—	—	—	—	1	К-330-240	330	—	—	—
	Итого по станции (максимальный вариант)				240			270			760			760
10. (новая)	ГТУ на севере Иркутской области Усть-Кутский или Киренский район	попутный нефтяной газ	—	—	—	—	—	—	3	ГТУ-75	225	4	ГТУ-75	300
	Итого по станции				—			—			225			300
	Максимальный вариант	попутный нефтяной газ	—	—	—	—	—	—	1	ГТУ-75	75	4	ГТУ-75	300
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			300			600

11. (новая)	Верхнечонская ГТУ Иркутская область, район Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения													
	Максимальный вариант	попутный нефтяной газ	—	—	—	—	—	—	1	ГТУ-200	200	1	ГТУ-200	200
		—»—	—	—	—	—	—	—	1	ГТУ-400	400	1	ГТУ-400	400
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			600			600
12. (новая)	Байкальская ТЭС Иркутская область, Тулунский район	уголь тулунский	—	—	—	—	—	—	1	К-330-240	330	2	К-330-240	330
	Итого по станции				—			—			330			660
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь тулунский	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	К-660-240	660
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			330			1320
13. (новая)	ТЭС на газе в г. Иркутск	газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ-450	450
	Итого по станции				—			—			—			450
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ-450	450
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			—			900

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
						Кузбасская энергосистема								
14.	Беловская ГРЭС Кемеровская область, пгт. Инской	уголь	6	К-200-130	1200	5	К-200-130	1000	4	К-200-130	800	4	К-200-130	800
		уголь	—	—	—	1	К-200-130	200	2	К-200-130	400	2	К-200-130	400
	Итого по станции				1200			1200			1200			1200
15.	Томь-Усинская ГРЭС Кемеровская область, г. Мыски	уголь	3	К-100-90	300	3	К-100-90	300	3	К-100-90	300	1	К-100-90	100
		уголь	2	Т-86-90	172	2	Т-86-90	172	2	Т-86-90	172	—	—	—
		уголь	4	К-200-130	800	4	К-200-130	800	4	К-200-130	800	4	К-200-130	800
		уголь	—	—	—	—	—	—	2	К-660-240	1320	2	К-660-240	1320
		уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	Т-115-130	115
		уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	Т-100-90	200
	Итого по станции				1272			1272			2592			2535
16.	Южно-Кузбасская ГРЭС Кемеровская область, г. Калтан	уголь	2	Т-88-90	176	2	Т-88-90	176	2	Т-88-90	176	2	Т-88-90	176
		уголь	5	К-53-90	265	5	К-53-90	265	2	К-53-90	106	—	—	—
		уголь	1	Кт-113-90	113	1	Кт-113-90	113	1	Кт-113-90	113	1	Кт-113-90	113
		уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	1	Т-115-130	115	3	Т-115-130	345
	Итого по станции				554			554			510			634

17.	Кемеровская ГРЭС Кемеровская область, г. Кемерово	уголь, газ, коксовый газ	2	Р-35-130	70	1	Р-35-130	35	1	Р-35-130	35	1	Р-35-130	35
		—»—	3	Т-110-130	330	3	Т-110-130	330	4	Т-110-130	440	4	Т-110-130	440
		—»—	2	Р-10-35	20	2	Р-10-35	20	2	Р-10-35	20	2	Р-10-35	20
		—»—	1	ПТ-30-35	30	1	ПТ-30-35	30	1	ПТ-30-35	30	1	ПТ-30-35	30
		—»—	1	ПТ-35-29	35	1	ПТ-35-29	35	1	ПТ-35-29	35	1	ПТ-35-29	35
	Итого по станции				485			450			560			560
18.	Ново-Кемеровская ТЭЦ Кемеровская область, г. Кемерово	уголь, газ	3	Р-50-130	150	3	Р-50-130	150	2	Р-50-130	100	3	Р-50-130	150
		уголь, газ	2	ПТ-50-130	100	2	ПТ-50-130	100	1	ПТ-50-130	50	1	ПТ-50-130	50
		уголь, газ	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135
		уголь, газ	1	ПТ-80-130	80	1	ПТ-80-130	80	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160
		уголь кузнецкий		—	—	1	Т-115-130	115	1	Т-115-130	115	1	Т-115-130	115
	Итого по станции				465			580			560			610
19.	Западно-Сибирская ТЭЦ Кемеровская область, г. Новокузнецк	уголь, коксовый газ	1	Т-100-130	100	1	Т-100-130	100	—	—	—	—	—	—
		уголь, коксовый газ	3	Т-110-130	330	3	Т-110-130	330	4	Т-110-130	440	4	Т-110-130	440
		уголь, коксовый газ	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50	1	Т-50-130	50
		уголь, коксовый газ	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60	1	ПТ-60-130	60
		уголь, коксовый газ	1	Т-60-130	60	1	Т-60-130	60	1	Т-60-130	60	1	Т-60-130	60
	Итого по станции				600			600			610			610

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
20. (новая)	Абагурская ТЭС в Кузбассе Кемеровская область	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	К-330-240	660
	Итого по станции				—			—			—			660
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	2	К-330-240	660	—	—	—
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			660			660
21. (новая)	Новая Кузнецкая ТЭС Кемеровская область													
	Максимальный вариант	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	1	К-660-240	660	1	К-660-240	660
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			660			660
22. (новая)	Кузбасская ТЭС Кемеровская область													
	Максимальный вариант	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	К-660-240	660
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			—			660

Красноярская энергосистема

23.	Назаровская ГРЭС Красноярский край, г. Назарово	уголь	6	Т-135-130	720	6	Т-135-130	810	6	Т-135-130	810	6	Т-135-130	810
		уголь	1	К-400-240	400	1	К-400-240	400	1	К-400-240	400	1	К-400-240	400
	Итого по станции				1120			1210			1210			1210
24.	Красноярская ГРЭС-2	уголь	3	К-150-130	450	3	К-150-130	450	3	К-150-130	450	3	К-150-130	450
	Красноярский край, г. Зеленогорск	уголь	1	ПТ-50-90	50	1	ПТ-50-90	50	1	ПТ-50-90	50	1	ПТ-50-90	50
		уголь	3	К-160-130	480	3	К-160-130	480	3	К-160-130	480	3	К-160-130	480
		уголь	2	ПТ-135-130	270	2	ПТ-135-130	270	2	ПТ-135-130	270	2	ПТ-135-130	270
	Итого по станции				1250			1250			1250			1250
25.	Березовская ГРЭС-1	уголь	2	К-720-240	1500	2	К-720-240	1500	2	К-720-240	1500	2	К-720-240	1500
	Красноярский край, г. Шарыпово	уголь	—	—	—	1	К-800-240	800	2	К-800-240	1600	2	К-800-240	1600
		уголь березовский	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4	К-660-300	2640
	Итого по станции				1500			2300			3100			5740
26. (новая)	Березовская ТЭС-2 Красноярский край, г. Шарыпово													
	Максимальный вариант	уголь березовский	—	—	—	—	—	—	1	К-660-240	660	5	К-660-240	3300
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			660			3300

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
27.	Красноярская ТЭЦ-1 Красноярский край, г. Красноярск	уголь	1	Р-25-29	25	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		уголь	4	ПТ-25-90	100	3	ПТ-25-90	75	3	ПТ-25-90	75	3	ПТ-25-90	75
		уголь	3	ПТ-60-90	180	3	ПТ-60-90	180	2	ПТ-60-90	120	2	ПТ-60-90	120
		уголь	2	Р-57-130	114	2	Р-57-130	114	2	Р-57-130	114	2	Р-57-130	114
		уголь	1	Р-87-90	87	1	Р-87-90	87	1	Р-87-90	87	1	Р-87-90	87
		уголь канско-ачинский	—	—	—	—	—	—	1	ПТ-60-90	60	1	ПТ-60-90	60
	Итого по станции				506			456			456			456
28. (новая)	Красноярская ТЭЦ-3 Красноярский край, г. Красноярск	уголь канско-ачинский	—	—	—	2	Т-185-130	370	2	Т-185-130	370	3	Т-185-130	555
	Итого по станции				—			370			370			555
29. (новая)	Канская ТЭС Красноярский край	уголь канско-ачинский	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	К-660-240	1320
	Итого по станции				—			—			—			1320
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь канско-ачинский	—	—	—	—	—	—	1	К-660-240	660	3	К-660-240	1980
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			660			3300

Новосибирская энергосистема

30.	Новосибирская ТЭЦ-5 Новосибирская область, г. Новосибирск	уголь, газ	6	Т-200-130	1200	6	Т-200-130	1200	6	Т-200-130	1200	6	Т-200-130	1200
	Итого по станции				1200			1200			1200			1200
31.	Новосибирская ТЭЦ-3 г. Новосибирск	уголь, газ	1	Т-17-29	16,5	1	Т-17-29	16,5	—	—	—	—	—	—
		уголь, газ	1	Р-15-90	15	1	Р-15-90	15	—	—	—	—	—	—
		уголь, газ	2	Р-4-35	8	2	Р-4-35	8	2	Р-4-35	8	2	Р-4-35	8
		уголь, газ	2	Р-25-130	50	2	Р-25-130	50	2	Р-25-130	50	2	Р-25-130	50
		уголь, газ	3	Т-100-130	300	3	Т-100-130	300	—	—	—	—	—	—
		уголь, газ	1	Т-110-130	110	1	Т-110-130	110	4	Т-110-130	440	4	Т-110-130	440
	Итого по станции				499,5			499,5			498			498
32. (новая)	Барабинская ТЭС Новосибирская область	уголь кузнецкий или канско-ачинский	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	К-660-240	660
	Итого по станции				—			—			—			660
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь кузнецкий или канско-ачинский	—	—	—	—	—	—	3	К-660-240	1980	5	К-660-240	3300
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			1980			3960

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
						Омская энергосистема								
33.	Омская ТЭЦ-4	газ, уголь	2	Р-50-130	100	2	Р-50-130	100	2	Р-50-130	100	2	Р-50-130	100
	Омская область,	газ, уголь	2	Т-100-130	200	2	Т-100-130	200	2	Т-100-130	200	2	Т-100-130	200
	г. Омск	газ, уголь	1	Р-100-130	100	1	Р-100-130	100	1	Р-100-130	100	1	Р-100-130	100
		газ, уголь	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135	1	ПТ-135-130	135
	Итого по станции				535			535			535			535
34.	Омская ТЭЦ-5	уголь	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160	2	ПТ-80-130	160
	Омская область,	уголь	2	Т-175-130	350	2	Т-175-130	350	2	Т-175-130	350	2	Т-175-130	350
	г. Омск	уголь	1	Т-185-130	185	1	Т-185-130	185	1	Т-185-130	185	1	Т-185-130	185
	Итого по станции				695			695			695			695
35. (новая)	Омская ТЭЦ-6 Омская область, г. Омск	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	1	Т-300-240	300	2	Т-300-240	600
	Итого по станции				—			—			300			600
						Томская энергосистема								
36.	Томская ТЭЦ-3	газ	1	ПТ-140-130	140	1	ПТ-140-130	140	1	ПТ-140-130	140	1	ПТ-140-130	140
	Томская область, г. Томск	уголь кузнецкий	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	Т-185-130	370
	Итого по станции				140			140			140			510
37. (новая)	Таловская ТЭС Томская область	уголь таловский	—	—	—	—	—	—	2	К-660-240	1320	2	К-660-240	1320
	Итого по станции				—			—			1320			1320

	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь таловский	—	—	—	—	—	—	2	К-660-240	1320	4	К-660-240	2640
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			2640			3960
							Читинская энергосистема							
38.	Харанорская ГРЭС	уголь	2	К-215-130	430	2	К-215-130	430	2	К-215-130	430	2	К-215-130	430
	Читинская область, Оловянинский район, г. Ясногорск	уголь харанорский	—	—	—	1	К-225-130	225	1	К-225-130	225	1	К-225-130	225
		уголь харанорский	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	К-660-240	660
	Итого по станции				430			655			655			1315
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь харанорский	—	—	—	—	—	—	1	К-660-240	660	—	—	
	Итого по станции (максимальный вариант)				430			665			1315			1315
39. (новая)[1]	Харанорская ТЭС-21, Читинская область Оловянинский район, г. Ясногорск	уголь харанорский	—	—	—	—	—	—	3	К-800 ССК	2400	3	К-800 ССК	2400
	Итого по станции				—			—			2400			2400
40. (новая)[1]	Татауровская ГРЭС Читинская область	уголь татауровский	—	—	—	—	—	—	2	К-600 ССК	1200	2	К-600 ССК	1200
	Итого по станции				—			—			1200			1200

[1]При реализации проекта экспорта в Китай.

Таблица 7

Тепловые электростанции мощностью 500 МВт и выше, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Дальнего Востока

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
Дальневосточная энергосистема														
1.	Приморская ГРЭС Приморский край, Пожарский район, п. Лучегорск	уголь	1	К-110-90	110	1	К-110-90	110	1	К-110-90	110	1	К-110-90	110
		уголь	1	Т-110-90	110	1	Т-110-90	110	1	Т-110-90	110	1	Т-110-90	110
		уголь	2	Т-96-90	192	2	Т-96-90	192	2	Т-96-90	192	2	Т-96-90	192
		уголь	4	К-210-130	840	4	К-210-130	840	4	К-210-130	840	4	К-210-130	840
		уголь	1	К-215-130	215	1	К-215-130	215	1	К-215-130	215	1	К-215-130	215
	Итого по станции				1467			1467			1467			1467
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь	—	—	—	—	—	—	2	К-330-240	660	2	К-330-240	660
	Итого по станции (максимальный вариант)				1467			1467			2127			2127
2.	Владивостокская ТЭЦ-2 Приморский край, г. Владивосток	уголь	3	Т-80-130	240	3	Т-80-130	240	3	Т-80-130	240	3	Т-80-130	240
		уголь	1	Т-85-130	85	1	Т-85-130	85	1	Т-85-130	85	1	Т-85-130	85
		уголь	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50	1	Р-50-130	50
		уголь	1	ПТ-55-130	55	1	ПТ-55-130	55	1	ПТ-55-130	55	1	ПТ-55-130	55
		газ	—	—	—	—	—	—	1	ПГУ(Т)-325	325	1	ПГУ(Т)-325	325
	Итого по станции				430			430			755			755

		Сахалинская энергосистема												
3. (новая)	Новая ТЭС в Сахалинской области	уголь сахалинский	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2	К-225-130	450
	Итого по станции				—			—			—			450
	Максимальный вариант (дополнительная мощность)	уголь сахалинский	—	—	—	—	—	—	1	К-225-130	225	2	К-225-130	450
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			225			900
4. (новая)	Новая ПГЭС в Сахалинской области													
	Максимальный вариант	газ	—	—	—	—	—	—	2	ПГУ-400	800	2	ПГУ-400	800
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			800			800
		Хабаровская энергосистема												
5.	Хабаровская ТЭЦ-3 Хабаровский край, г. Хабаровск	уголь, с 2009 года газ	4	Т-180-130	720	4	Т-180-130	720	4	Т-180-130	720	4	Т-180-130	720
	Итого по станции				720			720			720			720
6.	Комсомольская ТЭЦ-3 Хабаровский край, г. Комсомольск-на-Амуре	газ	2	Т-180-130	360	2	Т-180-130	360	2	Т-180-130	360	2	Т-180-130	360
		газ	—	—	—	—	—	—	2	ГТ(Т)-110	220	2	ГТ(Т)-110	220
	Итого по станции				360			360			580			580

		Вид топлива	По состоянию на 2006 год			2006—2010 годы			2011—2015 годы			2016—2020 годы		
			количество блоков	тип блока	установленная мощность	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2010 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2015 год	количество блоков	тип блока	установленная мощность на 2020 год
7. (новая)[1]	Ургальская ТЭС Хабаровский край,	уголь ургальский	—	—	—	—	—	—	4	К-900 ССК	3600	4	К-900 ССК	3600
	Итого по станции				—			—			3600			3600
8. (новая)	ТЭС в Хабаровском крае Хабаровский край													
	Максимальный вариант	уголь	—	—	—	—	—	—	3	К-660-300	1980	4	К-660-300	2640
	Итого по станции (максимальный вариант)				—			—			1980			2640
						Якутская энергосистема								
9.	Нерюнгринская ГРЭС	уголь	1	К-210-130	210	1	К-210-130	210	—	—	—	—	—	—
	Республика Саха (Якутия), пос. Серебряный Бор	уголь	2	Т-180-130	360	2	Т-180-130	360	3	Т-180-130	540	3	Т-180-130	540
	Итого по станции				570			570			540			540

[1]При реализации проекта экспорта в Китай.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 7
к Генеральной схеме размещения
объектов электроэнергетики до 2020 года

Рациональная структура генерирующих мощностей (зона централизованного электроснабжения)

(млн. кВт)

	2006 год	2010 год	Базовый вариант		Максимальный вариант	
			2015 год	2020 год	2015 год	2020 год
Установленная мощность — всего	210,8	243,8	297,5	347,4	326,2	397,7
в том числе:						
гидроэлектростанции	44,9	49,2	57,1	71,7	57,9	76,5
атомные электростанции	23,5	26,9	38,1	53,2	38,1	59
тепловые электростанции — всего	142,4	167,7	202,3	222,5	230,2	262,2
в том числе:						
теплоэлектроцентрали — всего	77,1	93,2	107,8	113,7	107,8	113,7
в том числе:						
паротурбинные на газомазутном топливе	43,2	43	40,9	36,5	40,9	36,5
парогазовые и газотурбинные	1,1	15,3	27,9	36	27,9	36
паротурбинные на твердом топливе	32,8	34,9	39	41,2	39	41,2
конденсационные электростанции — всего	65,3	74,5	94,5	108,8	122,4	148,5
в том числе:						
паротурбинные на газомазутном топливе	37,5	37,3	14,3	6,8	14,3	6,8
парогазовые и газотурбинные	2,7	9,9	30,2	38,5	32,5	40,1
паротурбинные на твердом топливе	25,1	27,3	50	63,5	75,6	101,6

ПРИЛОЖЕНИЕ № 8
к Генеральной схеме размещения
объектов электроэнергетики до 2020 года

Прогноз ввода генерирующих мощностей в период до 2020 года

(млн. кВт)

	Сценарии						
	Базовый				Максимальный		
	2006—2010 годы	2011—2015 годы	2016—2020 годы	2006—2020 годы — всего	2011—2015 годы	2016—2020 годы	2006—2020 годы — всего
Новая мощность — всего	34,4	83,3	68,4	186,1	111,8	90,2	236,4
в том числе:							
гидроэлектростанции	3,9	7,7	14,3	25,9	8,3	18,5	30,7
атомные электростанции	2,1	11,1	19,1	32,3	11,1	24,9	38,1
тепловые электростанции	28,4	64,5	35	127,9	92,4	46,8	167,6
из них:							
использующие газ (мазут)	23,2	33,6	17,1	73,9	36	16,4	75,6
использующие уголь	5,2	30,9	17,9	54	56,4	30,4	92
техническое перевооружение	3,1	18,5	14,9	36,5	21	12,9	37
новое строительство и расширение	25,3	46	20,1	91,4	71,4	33,9	130,6

ПРИЛОЖЕНИЕ № 9
к Генеральной схеме размещения
объектов электроэнергетики до 2020 года

Прогнозируемая динамика и структура производства электрической энергии (зона централизованного электроснабжения)

(млрд. кВт·ч)

	2006 год	Проценты	Базовый вариант					
			2010 год	проценты	2015 год	проценты	2020 год	проценты
Производство электроэнергии — всего	972,8	100	1191,1	100	1482,1	100	1766,9	100
в том числе:								
гидроэлектростанции	170,3	17,5	171,9	14,4	201,2	13,6	248,2	14
атомные электростанции	155,1	15,9	174,9	14,7	245,6	16,5	362	20,5
тепловые электростанции	647,4	66,6	844,3	70,9	1035,3	69,9	1156,7	65,5
из них:								
теплоэлектроцентрали на газомазутном топливе	221,2	22,7	281,1	23,6	321,5	21,7	339,1	19,2
теплоэлектроцентрали на твердом топливе	148,7	15,3	166,8	14	187,4	12,7	191,1	10,8
конденсационные электростанции на газомазутном топливе	182,6	18,8	256	21,5	242,1	16,3	246,3	14
конденсационные электростанции на твердом топливе	94,9	9,8	140,4	11,8	284,3	19,2	380,2	21,5

ПРИЛОЖЕНИЕ № 10
к Генеральной схеме размещения
объектов электроэнергетики до 2020 года

Потребность электростанций в топливе при базовом варианте

(млн. т у.т.)

Наименование топлива	2006 год	2010 год	2015 год	2020 год
Всего	295,1	356,8	398,8	427,9
в том числе:				
газ	201	232,4	238,9	241,5
мазут	10,6	13	7,1	6,7
прочие виды топлива	8,7	9,6	10,6	10,8
уголь	74,8	101,8	142,2	168,9

ПРИЛОЖЕНИЕ № 11
к Генеральной схеме размещения
объектов электроэнергетики до 2020 года

Перечень электросетевых объектов

Таблица 1

Межсистемные и межгосударственные линии электропередачи

Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы	
	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)
Межсистемные линии электропередачи								
Северо-Запад — Центр								
1. ВЛ 750 кВ Ленинградская ГАЭС — Белозерская	—	—	300	—	—	—	300	—
2. ВЛ 500 кВ Вологодская — Коноша с ПС 500 кВ Коноша	—	—	—	—	255	668	255	668
3. ВЛ 330 кВ Новосокольники — Талашкино	230	—	—	—	—	—	230	—
Средняя Волга — Юг								
4. ВЛ 500 кВ Курдюм — Фролово	—	—	280,2	—	—	—	280,2	—
Средняя Волга — Урал								
5. ВЛ 500 кВ Красноармейская — Газовая	—	—	500	—	—	—	500	—
6. ВЛ 500 кВ Помары — Удмуртская	—	—	340	—	—	—	340	—

				Урал — Центр					
7.	ППТ ± 750 кВ (3000 МВт) Урал — Центр	—	—	—	—	1850	7200	1850	7200
				Сибирь — Урал					
8.	ППТ ± 500 кВ (2500 МВт) Эвенкийская ГЭС-Тарасовская	—	—	600	3000	—	3000	600	6000
9.	ППТ ± 500 кВ (2500 МВт) Эвенкийская ГЭС-Холмогоры	—	—	—	—	800	6000	800	6000
10.	ППТ ± 500 кВ (2000 МВт) Северская — Белозерная	—	—	900	2400	—	2400	900	4800
11.	Две ВЛ 500 кВ Ишим — Восход с расширением ПС Ишим и Восход	—	—	310	—	310	—	620	—
12.	ВЛ 500 кВ Томск — Парабель — Чапаевка — Нижневартовск с ПС 500 кВ Парабель, Чапаевка и расширением ПС Томская	—	—	810	1336	—	—	810	1336
13.	ФПУ на ВЛ 220 кВ Томск — Нижневартовск	—	—	—	452	—	—	—	452
				Сибирь — Восток					
14.	ВНС 200 МВт на ПС 220 кВ Могоча	—	500	—	—	—	—	—	500
15.	ВНС 200 МВт на ПС 220 кВ Хани	—	—	—	500	—	—	—	500
16.	Подвеска второй цепи ВЛ 220 кВ Тында — Чара	—	—	464	—	—	—	464	—

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы	
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)
17.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Ленск — Киренск с ПС 220 кВ Киренск	—	63	600	63	—	—	600	126
18.	ПС 220 кВ Ленск	—	—	—	126	—	—	—	126
19.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Олекминск — Ленск	—	—	—	—	800	—	800	—
20.	ПС 220 кВ Олекминск	—	—	—	—	—	50	—	50
21.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Алдан — Олекминск	—	—	—	—	740	—	740	—
	Сибирь — Центр								
22.	ППТ ± 750 кВ (3000 МВт) Кадатская — Тамбов	—	—	—	—	3700	7200	3700	7200
	Итого по межсистемным линиям электропередачи	230	563	5104,2	7877	8455	26518	13789,2	34958
	Межгосударственные линии электропередачи								
	Юг — Азербайджан								
23.	ВЛ 330 кВ Артем — Дербент — Апшерон (до госграницы)	—	—	214	—	—	—	214	—
	Северо-Запад — Финляндия								
24.	Двухцепная ВЛ 400 кВ Княжегубская ГЭС — Пиртикоски (до государственной границы) с ВПТ Княжегубская	—	—	—	—	175	1140	175	1140

				Сибирь — Китай					
25.	ППТ ± 750 (600) кВ (3000 МВт) Олонь-Шибирская ТЭС — госграница	—	—	700	3600	—	—	700	3600
26.	Две ВЛ 500 кВ Татауровская ГРЭС — Харанорская ГРЭС (ПС ПТ ± 750 кВ)	—	—	500	—	—	—	500	—
27.	ППТ ± 750 (600) кВ (3000 МВт) Харанорская ГРЭС — госграница	—	—	50	3600	—	—	50	3600
				Восток — Китай					
28.	ППТ±750 (600) кВ (3000 МВт) Ургальская ТЭС — Шэньян (до госграницы) с ПС ПТ 500 кВ Ургал	—	—	400	3600	—	—	400	3600
29.	ВЛ 500 кВ Амурская — госграница	150	—	—	—	—	—	150	—
				Калининград — Польша					
30.	Двухцепная ВЛ 400 кВ Калининград — Польша с ВПТ 500 МВт на ПС 330 кВ Центральная	—	—	—	—	120	1140	120	1140
	Итого по межгосударственным линиям электропередачи	150	—	1864	10800	295	2280	2309	13080
	Всего по межсистемным и межгосударственным линиям электропередачи	380	563	6968,2	18677	8750	28798	16098,2	48038

Таблица 2

Электросетевые объекты энергозоны Северо-Запада

Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
Для выдачи мощности электростанций									
1. ВЛ 330 кВ Новгородская ТЭС — ПС Окуловская	—	—	50	—	—	—	50	—	обеспечение выдачи мощности Новгородской ТЭС (1320 МВт)
2. ВЛ 330 кВ Новгородская ТЭС — ПС Новгородская-2	—	—	180	—	—	—	180	—	—»—
3. Заходы ВЛ 330 кВ ПС Окуловская — ПС Бологое на Новгородскую ТЭС	—	—	72	—	—	—	72	—	—»—
4. Заходы ВЛ 330 кВ ПС Кондопога — ПС Онда и ВЛ 330 кВ ПС Петрозаводская — ПС Онда на Медвежьегорскую ТЭС	—	—	—	—	200	—	200	—	обеспечение выдачи мощности Медвежьегорской ТЭС
5. ВЛ 330 кВ Медвежьегорская ТЭС — ПС Сортавала — ПС Каменногорская с АТ 330/110 кВ на ПС 330 кВ Сортавала	—	—	—	—	525	400	525	400	—»—
6. Заходы ВЛ 220 кВ ПС Кондопога — ПС Онда и ВЛ 220 кВ ПС Петрозаводская — ПС Онда на Медвежьегорскую ТЭС	—	—	—	—	100	—	100	—	—»—
7. ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС — ПС Великие Луки с ПС 330 кВ Великие Луки	—	—	—	—	116	250	116	250	обеспечение выдачи мощности блока № 4 Псковской ГРЭС

8.	ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС — ПС Никольское	120	—	—	—	—	—	120	—	для обеспечения выдачи мощности Киришской ГРЭС (ПГУ-800)
9.	Заходы двух ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС — ПС Восточная на Дубровскую ТЭЦ	—	—	—	—	60	—	60	—	для обеспечения выдачи мощности Дубровской ТЭЦ (660 МВт)
10.	Реконструкция сети 110 и 330 кВ, прилегающей к ПС Восточная, и ячейки 330 кВ на ПС Восточная	12,2	—	—	—	—	—	12,2	—	для выдачи мощности 1-го блока ТЭЦ-5 Правобережная. Завершение строительства ВЛ 330 кВ Восточная — Октябрьская
11.	ВЛ 220 кВ ПС Ухта — ПС Микунь	277	—	—	—	—	—	277	—	повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Коми
12.	ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС — ПС Ухта	—	—	316	—	—	—	316	—	—»—
13.	ВЛ 220 кВ ПС Микунь — ПС Заовражье	—	—	250	—	—	—	250	—	—»—
14.	ВЛ 330 кВ Кольская АЭС-2 — ПС Мончегорск, заходы ВЛ 330 кВ на Кольскую АЭС-2	— —	— —	— —	— —	77 24	— —	77 24	— —	обеспечение выдачи мощности блоков Кольской АЭС-2 (4 × 300 МВт)
15.	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 — ПС Западная	—	—	80	—	—	—	80	—	выдача мощности блоков № 1 и 2 Ленинградской АЭС-2
16.	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 — ПС Пулковская	—	—	100	—	—	—	100	—	—»—
17.	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 — ПС Гатчинская	—	—	95	—	—	—	95	—	—»—

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
18.	Воздушно-кабельная электропередача 330 кВ Ленинградская АЭС-2 — ПС Выборгская	— —	— —	110 26	— —	— —	— —	110 26	— —	выдача мощности блоков № 1 и 2 Ленинградской АЭС-2
19.	ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС-2 — ПС Ленинградская	—	—	128	—	—	—	128	—	выдача мощности блока № 3 Ленинградской АЭС-2
20.	Заходы ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС — ПС Ленинградская на Ленинградскую АЭС-2	—	—	2	—	—	—	2	—	—»—
21.	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 — Ленинградская АЭС	—	—	—	—	4	—	4	—	выдача мощности блока № 4 Ленинградской АЭС-2
22.	Расширение ПС 750 кВ Ленинградская, АТ № 3 750/330 кВ	—	—	—	—	—	1000	—	1000	—»—
23.	ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС — ПС Тихвин	—	—	120	—	—	—	120	—	обеспечение выдачи мощности Ленинградской ГАЭС (1 очередь, 4 × 195 МВт)
24.	Заход ВЛ 330 кВ ПС Петрозаводская — ПС Сясь на Ленинградскую ГАЭС	—	—	70	—	—	—	70	—	—»—
25.	ВЛ 750 кВ Ленинградская ГАЭС — ПС Ленинградская	—	—	270	—	—	—	270	—	обеспечение выдачи мощности Ленинградской ГАЭС (2 очередь, 4 × 195 МВт)
	Итого для выдачи мощности электростанций	409,2	—	1869	—	1106	1650	3384,2	1650	

Для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений

26.	ВЛ 330 кВ Кольская АЭС — Княжегубская ГЭС — ПС Лоухи — Путкинская ГЭС — Ондская ГЭС, ПС Княжегубская, ПС Лоухи	81	—	—	—	—	—	81	—	обеспечение выдачи «запертой» электроэнергии Кольской АЭС и мощности электростанций энергосистем Мурманской области и Республики Карелия
		115	—	—	—	—	—	115	—	
		169	—	—	—	—	—	169	—	
		—	—	131	—	—	—	131	—	
		—	250	—	—	—	—	—	250	
		—	250	—	—	—	—	—	250	
27.	ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС — ПС Петрозаводская (2-я ВЛ)	—	—	280	—	—	—	280	—	—»—
28.	ВЛ 330 кВ Петрозаводская — ПС Сясь — Киришская ГРЭС (вторая ВЛ)	—	—	338	—	—	—	338	—	обеспечение выдачи мощности электростанций энергосистем Мурманской области, Республики Карелия и надежного электроснабжения потребителей энергосистемы Мурманской области
29.	Расширение и реконструкция ВПК 330/400 кВ (реконструкция КВПУ-1, 2, 3)	—	—	—	—	—	—	—	—	обеспечение надежности экспорта электроэнергии в Финляндию
30.	ПС 330/110/15 кВ Черняховск-2 с заходами ВЛ 330 кВ ПС Советск — ГАЭС Круонио	—	—	—	—	30	250	30	250	обеспечение надежности электроснабжения потребителей г. Черняховска и прилегающих районов

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
31.	ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС — ПС Старорусская с ПС 330 кВ Старорусская (установка второго АТ)	—	—	—	200	—	—	—	200	обеспечение надежного электроснабжения потребителей г. Старая Русса Псковской области
32.	ПС Зеленогорская с заходами ВЛ 330 кВ Северо-Западная ТЭЦ — ПС Каменногорская на ПС Зеленогорская	30	400	—	—	—	—	30	400	обеспечение надежного электроснабжения потребителей районов г. Зеленогорска
33.	Подвеска 2-й цепи на опорах ВЛ 330 кВ ПС Ленинградская — ПС Колпино — ПС Восточная с расширением ОРУ подстанций Ленинградская, Восточная	52,3	—	—	—	—	—	52,3	—	усиление электрической сети района ПС Восточная, обеспечение надежности электроснабжения экспорта электроэнергии в Финляндию, подключение потребителей
34.	ПС 330 кВ Новгородская-2 с заходами ВЛ 330 кВ ПС Чудово — ПС Новгородская	8,1	400	—	—	—	—	8,1	400	для энергоснабжения Новгородского энергоузла
35.	Реконструкция ПС 330/220/110 кВ Восточная	—	700	—	—	—	—	—	700	обеспечение надежного электроснабжения потребителей г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области

36.	ПС 330/110 кВ Колпино (расширение)	—	200	—	—	—	—	—	200	для обеспечения надежного электроснабжения потребителей прилегающих районов г. Санкт-Петербурга, Ленинградской области
37.	КЛ 330 кВ ПС Завод Ильича № 15 — ПС Волхов — Северная № 16	4	—	—	—	—	—	4	—	обеспечение надежности электроснабжения потребителей северных районов г. Санкт-Петербурга
38.	ПС Западная (установка 3-го АТ 330/110 кВ)	—	200	—	—	—	—	—	200	обеспечение надежности электроснабжения потребителей г. Санкт-Петербурга
39.	ПС 330 кВ Ржевская с заходами КЛ 330 кВ, заходами ВЛ 330 кВ ПС Восточная — Киришская ГРЭС и заходами ВЛ 110 кВ	7,2 10	400 —	— —	— —	— —	— —	7,2 10	400 —	для обеспечения надежного электроснабжения потребителей северо-восточных районов г. Санкт-Петербурга и Всеволожского района Ленинградской области
40.	ВЛ 330 кВ ПС Гатчинская — ПС Лужская с ПС 330 кВ Лужская	110	250	—	—	—	—	110	250	обеспечение электроснабжения потребителей Лужского энергорайона

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
41.	ПС 330 кВ Центральная с КЛ 330 кВ ПС Южная — ПС Центральная	25	400	—	—	—	—	25	400	обеспечение надежности электроснабжения потребителей центральных районов г. Санкт-Петербурга
42.	ПС 330/110 кВ Василеостровская с КЛ 330 кВ ПС Северная — ПС Василеостровская — ПС Центральная	25	400	—	—	—	—	25	400	—»—
43.	ПС 330 кВ Кудрово	—	250	—	—	—	—	—	250	для электроснабжения потребителей жилой застройки г. Санкт-Петербурга
44.	ПС 330 кВ Парнас	—	400	—	—	—	—	—	400	—»—
45.	Две ВЛ 330 кВ (213, 214) ПС Восточная — ПС Волхов — Северная № 16 (перевод на напряжение 330 кВ)	18	—	—	—	—	—	18	—	для электроснабжения потребителей северных районов г. Санкт-Петербурга
46.	Реконструкция ПС 330 кВ Кингисеппская (2006 — 2010 годы)	—	—	—	—	—	—	—	—	для обеспечения надежного электроснабжения потребителей западной части Ленинградской области
47.	ПС 330/110 кВ Северная	—	200	—	—	—	—	—	200	для обеспечения надежного электроснабжения водоочистительных сооружений г. Санкт-Петербурга и новых производственных зон

48.	Реконструкция ПС 330/220/110 кВ Южная	—	1200	—	—	—	—	—	1200	обеспечение надежного электроснабжения потребителей г. Санкт-Петербурга
49.	ПС 220 кВ Волхов — Северная № 16 (перевод на напряжение 330 кВ)	—	400	—	—	—	—	—	400	обеспечение надежности электроснабжения потребителей северных районов г. Санкт-Петербурга
50.	ПС 220 кВ Завод Ильича № 15. Перевод на напряжение 330 кВ	—	650	—	—	—	—	—	650	—»—
51.	Реконструкция ПС 330/220/110 кВ № 37 Сясь (2006—2010 годы)	—	—	—	—	—	—	—	—	обеспечение надежности электроснабжения Северного транзита Ленинградской энергосистемы
52.	ПС 330/110 кВ Никольское с заходами ВЛ 330 кВ ПС Ленинградская — ПС Колпино	12	400	—	—	—	—	12	400	обеспечение надежности электроснабжения промышленных потребителей г. Санкт-Петербурга

Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
53. ПС 330/110 кВ Пулковская	—	—	—	400	—	—	—	400	обеспечение надежного электроснабжения потребителей северной части Пушкинского района и юга Фрунзенского района г. Санкт-Петербурга
54. ВЛ 330 кВ ПС Пулковская — ПС Южная	—	—	10	—	—	—	10	—	обеспечение надежности электроснабжения потребителей южных районов г. Санкт-Петербурга
55. ПС 330/110 кВ Порт с КЛ 330 кВ ПС Порт — ПС Западная	—	—	8	400	—	—	8	400	обеспечение надежного электроснабжения потребителей северных районов г. Санкт-Петербурга, размещаемых на намывной территории Финского залива
56. ТЭЦ-21, РУ-330 кВ	—	400	—	—	—	—	—	400	обеспечение надежного электроснабжения потребителей Всеволожского района Ленинградской области

57.	ПС 330/110 кВ Приморская с заходами ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 — ПС Выборгская	—	—	2	400	—	—	2	400	обеспечение надежного электроснабжения потребителей портов Приморск, Высоцк
58.	ПС 330/110 кВ Красносельская	—	—	—	400	—	—	—	400	обеспечение надежного электроснабжения потребителей Петродворцового района г. Санкт-Петербурга
59.	ПС 330/110 кВ Ломоносовская с заходами ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 — ПС Западная	—	—	—	—	—	400	—	400	обеспечение надежного электроснабжения потребителей Ленинградской области
60.	ПС 330/110 кВ Пушкинская с заходами ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 — ПС Восточная	—	—	—	—	4	400	4	400	обеспечение надежного электроснабжения потребителей Пушкинского района г. Санкт-Петербурга
61.	ПС 330 кВ Усть-Луга с ВЛ 330 кВ ПС Кингисеппская — ПС Усть-Луга	—	—	55	400	—	—	55	400	повышение надежности электроснабжения потребителей г. Усть-Луга
62.	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 — ПС Усть-Луга	—	—	50	—	—	—	50	—	обеспечение электроснабжения портовых комплексов г. Усть-Луга, п. Вистино и п. Горки

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
63.	ПС 330 кВ Мурмаши с ВЛ 330 кВ ПС Оленегорск — ПС Мурмаши и заходами на ПС 330 кВ Мурмаши	— — —	— — —	— 37 16	500 — —	— — —	— — —	— 37 16	500 — —	для повышения надежности электроснабжения потребителей северной части Кольской энергосистемы
64.	ПС 330 кВ Мурманская с заходами ВЛ 330 кВ ПС Кольская — Серебрянские ГЭС	—	—	8	500	—	—	8	500	—»—
65.	ВЛ 330 кВ ПС Северная — ПС Центральная	—	—	—	—	40	—	40	—	для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Калининградской энергосистемы
66.	ПС 330 кВ РП-9	—	—	—	—	—	400	—	400	для обеспечения надежного электроснабжения потребителей г. Санкт-Петербурга

67.	ПС 330 кВ ЗСД с заходами	—	—	—	—	2	400	2	400	для обеспечения надежного электроснабжения потребителей (западный скоростной диаметр (ЗСД))
68.	ПС 330 кВ Охтинская	—	—	—	—	—	400	—	400	для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Охтинского района г. Санкт-Петербурга
69.	ПС 330 кВ Кирпичный завод	—	—	—	—	—	400	—	400	для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Ленинградской области
70.	ВЛ 330 кВ ТЭЦ Северная — ПС Охтинская	—	—	—	—	10	—	10	—	для обеспечения надежного электроснабжения потребителей г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области
71.	ВЛ 330 кВ ПС Охтинская — ПС Кирпичный завод	—	—	—	—	15	—	15	—	—»—
72.	ВЛ 330 кВ ПС Кирпичный завод — ТЭЦ Дубровская	—	—	—	—	15	—	15	—	—»—

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
73.	ВЛ 330 кВ Лужская — Псков	—	—	—	—	150	—	150	—	обеспечение электроснабжения потребителей Лужского энергорайона Ленинградской области
	Итого для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений	666,6	7750	935	3200	266	2650	1867	13600	
	Всего	1075,8	7750	2804	3200	1372	4300	5251,8	15250	

Таблица 3

Электросетевые объекты энергозоны Центра

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
	Для выдачи мощности электростанций									
1.	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС — Волоколамск с	—	—	275	—	—	—	275	—	для выдачи мощности блока № 4 Калининской АЭС (1000 МВт)
	ПС 750 кВ Волоколамск	—	—	—	1668	—	—	—	1668	
2.	Две ВЛ 500 кВ Волоколамск — Дорохово	—	—	140	—	—	—	140	—	—»—
3.	ВЛ 500 кВ Дорохово — Панино	—	—	160	—	—	—	160	—	—»—
4.	ВЛ 500 кВ Дорохово — Очаково	—	—	83	—	—	—	83	—	—»—

5.	ВЛ 750 кВ Курская АЭС — Калужская с ПС 750 кВ Калужская	410	1668	—	—	—	—	410	1668	для выдачи мощности блока № 5 Курской АЭС (1000 МВт)
6.	ВЛ 750 кВ Тверская АЭС — Калужская с расширением ПС Калужская	—	—	260	1251	—	—	260	1251	для выдачи мощности блока № 1 Тверской АЭС (1150 МВт)
7.	ВЛ 750 кВ Тверская АЭС — Волоколамск с расширением ПС Волоколамск	—	—	150	1251	—	—	150	1251	—»—
8.	ВЛ 500 кВ Тверская АЭС — Волоколамск	—	—	165	—	—	—	165	—	—»—
9.	Заходы ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС — Донбасская на Нововоронежскую АЭС-2, заходы ВЛ 500 кВ НВАЭС — Старый Оскол на Нововоронежскую АЭС-2	— —	— —	1,2 1	— —	— —	— —	1,2 1	— —	для выдачи мощности блока № 1 Нововоронежской АЭС-2 (1150 МВт)
10.	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 — Елецкая	—	—	210	—	—	—	210	—	—»—
11.	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 — Старый Оскол	—	—	95	—	—	—	95	—	для выдачи мощности блока № 2 Нововоронежской АЭС-2 (1150 МВт)
12.	Вторая ВЛ 750 кВ Тверская АЭС — Калужская	—	—	—	—	260	—	260	—	для выдачи мощности блока № 2 Тверской АЭС (1150 МВт)
13.	ВЛ 750 кВ Волоколамск — Новая (Чеховская)	—	—	—	—	160	—	160	—	—»—
14.	Две ВЛ 500 кВ от ПС 750 кВ Новая (Чеховская)	—	—	—	—	40	—	40	—	—»—
15.	ВЛ 500 кВ Тверская АЭС — Центральная ГАЭС	—	—	—	—	10	—	10	—	—»—
16.	ПС 750 кВ Новая (Чеховская)	—	—	—	—	—	1668	—	1668	—»—

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
17.	ПС 750 кВ Ожерелье с переводом ВЛ Калужская — Новая (Чеховская) — Ожерелье на 750 кВ	—	—	—	—	—	1668	—	1668	для выдачи мощности блока № 3 Тверской АЭС (1150 МВт)
18.	Вторая ВЛ 750 кВ Калужская — Новая (Чеховская) — Ожерелье	—	—	—	—	200	—	200	—	для выдачи мощности блока № 4 Тверской АЭС (1150 МВт)
19.	ВЛ 500 кВ для выдачи мощности Центральной АЭС	—	—	—	—	960	1503	960	1503	для выдачи мощности блоков № 1 и 2 Центральной АЭС (2 × 1150 МВт)
20.	Две ВЛ 500 кВ Нижегородская АЭС — Луч	—	—	—	—	460	—	460	—	для выдачи мощности блока № 1 Нижегородской АЭС (1150 МВт)
21.	ВЛ 500 кВ Нижегородская АЭС — Нижегородская	—	—	—	—	250	—	250	—	—»—
22.	Вторая ВЛ 500 кВ Нижегородская АЭС — Нижегородская	—	—	—	—	250	—	250	—	для выдачи мощности блоков № 2, 3 Нижегородской АЭС (2 × 1150 МВт)
23.	Две цепи ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС — Ярцево	60	—	—	—	—	—	60	—	для выдачи мощности I очереди Загорской ГАЭС-2 (2 × 210 МВт)
24.	ПС 500 кВ Ярцево с заходами ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС — Трубино	2	1002	—	—	—	—	2	1002	—»—

25.	ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС — Трубино	—	—	90	—	—	—	90	—	для выдачи мощности II очереди Загорской ГАЭС-2 (2 × 210 МВт)
26.	Заходы ВЛ 330 кВ Курская АЭС — Шостка на Курскую ГАЭС	—	—	4	—	—	—	4	—	для выдачи мощности Курской ГАЭС (465 МВт)
27.	Заходы ВЛ 330 кВ Курская АЭС — Сумы Северная на Курскую ГАЭС	—	—	6	—	—	—	6	—	для выдачи мощности Курской ГАЭС
28.	Двухцепная ВЛ 500 кВ Волоколамская ГАЭС — Акулово (Сохино)	—	—	40	—	—	—	40	—	для выдачи мощности Волоколамской ГАЭС (3 × 220 МВт) (к вводу I очереди, 220 МВт)
29.	Заходы ВЛ 500 кВ Тверская АЭС — Волоколамск на Центральную ГАЭС	—	—	—	—	5	—	5	—	для выдачи мощности Центральной ГАЭС (1300 МВт)
30.	ВЛ 500 кВ Центральная ГАЭС — Дорохово	—	—	—	—	230	—	230	—	—»—
31.	Заходы ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС — Нижегородская на Владимирскую ГАЭС	—	—	—	—	50	—	50	—	для выдачи мощности Владимирской ГАЭС (800 МВт)
32.	Заходы ВЛ 220 кВ Заря — Вязники на Владимирскую ГАЭС	—	—	—	—	50	—	50	—	—»—
33.	Заходы ВЛ 500 кВ Ногинск — Владимирская на Петровскую ГРЭС	—	—	100	—	—	—	100	—	для выдачи мощности блока № 1 Петровской ГРЭС (660 МВт)
34.	Две ВЛ 500 кВ Петровская ГРЭС — Гжель	—	—	—	—	100	—	100	—	для выдачи мощности блока № 2 Петровской ГРЭС (660 МВт)

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
35.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Ивановская ГРЭС — Неро (включение на 110 кВ)	190	—	—	—	—	—	190	—	для выдачи мощности блока № 1 Ивановской ГРЭС (ПГУ 325 МВт)
36.	Перевод ВЛ Ивановская ГРЭС — Неро на напряжение 220 кВ (до 2010 года)	—	—	—	—	—	—	—	—	для выдачи мощности блока № 2 Ивановской ГРЭС (ПГУ 325 МВт)
37.	ВЛ 220 кВ Ивановская ГРЭС — Иваново с расширением ПС 220 кВ Иваново	25	—	—	—	—	—	25	—	—»—
38.	ВЛ 220 кВ Липецкая ТЭЦ-2 — Сокол	7,6	—	—	—	—	—	7,6	—	—»—
39.	ВЛ 220 кВ Липецкая ТЭЦ-2 — Металлургическая	4,9	—	—	—	—	—	4,9	—	для выдачи мощности Липецкой ТЭЦ-2
40.	Заходы ВЛ 220 кВ Нагорная — Кудьма на Нижегородскую ТЭЦ	—	—	0,2	—	—	—	0,2	—	для выдачи мощности Нижегородской ТЭЦ (3 × 325 МВт)
41.	ВЛ 220 кВ Нагорная — Нижегородская ТЭЦ	—	—	10	—	—	—	10	—	—»—
42.	Заходы ВЛ 220 кВ Нагорная — Нижегородская на Нижегородскую ТЭЦ	—	—	2	—	—	—	2	—	—»—
43.	Заходы ВЛ 220 кВ Сенная — Нижегородская на Нижегородскую ТЭЦ	—	—	2	—	—	—	2	—	—»—
44.	Вторая ВЛ 220 кВ Смоленская ГРЭС — Компрессорная	—	—	69	—	—	—	69	—	для выдачи мощности Смоленской ГРЭС
45.	ВЛ 220 кВ Восток — Дровнино	—	—	110	—	—	—	110	—	—»—

46.	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС — РПП-2	—	—	47	—	—	—	47	—	для выдачи мощности Череповецкой ГРЭС
47.	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС — РПП-1	—	—	—	—	52	—	52	—	—»—
48.	Две КЛ 220 кВ ТЭЦ-21 — Новобратцево с ПС 220 кВ Новобратцево (перевод на 220 кВ)	18	500	—	—	—	—	18	500	для выдачи мощности ТЭЦ-21 Московской энергосистемы
49.	Вторая цепь ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 — Ясенево	15	—	—	—	—	—	15	—	для выдачи мощности блока ПГУ-400 Южной ТЭЦ (ТЭЦ-26) Московской энергосистемы
50.	Две цепи КЛ 220 кВ ТЭЦ-27 — Хлебниково	30	—	—	—	—	—	30	—	для выдачи мощности I очереди Северной ТЭЦ (ТЭЦ-27) Московской энергосистемы
51.	Переустройство одноцепной ВЛ 220 кВ ТЭЦ-27 — Бескудниково в двухцепную	22	—	—	—	—	—	22	—	—»—
52.	КЛ 220 кВ Бескудниково — Бутырки	12	—	—	—	—	—	12	—	—»—
53.	Замена кабеля и провода для увеличения пропускной способности КВЛ 220 кВ Бутырки — Новоцентральная и Бутырки — Бескудниково	17	—	—	—	—	—	17	—	—»—
54.	Переустройство одноцепной ВЛ 220 кВ ТЭЦ-27 — Уча в двухцепную с расширением ПС Уча	18	—	—	—	—	—	18	—	—»—

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
55.	Заходы ВЛ 500 кВ Бескудниково — Ногинск на сооружаемое ОРУ 500 кВ ТЭЦ-27	3	—	—	—	—	—	3	—	для выдачи мощности II очереди (ПГУ-420) Северной ТЭЦ (ТЭЦ-27) Московской энергосистемы
56.	Заход двух ВЛ 220 кВ Старбеево — Омега на ГТУ «Молжаниновка»	0,4	—	—	—	—	—	0,4	—	для выдачи мощности блоков № 1, 2 ГТУ «Молжаниновка»
57.	Заходы двух цепей КЛ 220 кВ Пресня — Хамовники на ТЭЦ-12	2	—	—	—	—	—	2	—	для выдачи мощности ТЭЦ-12 Московской энергосистемы
58.	Две цепи КЛ 220 кВ ТЭЦ-16 — Ваганьковская	—	—	3	—	—	—	3	—	для выдачи мощности ТЭЦ-16 Московской энергосистемы
59.	Две цепи КЛ 220 кВ ТЭЦ-16 — Мневники	—	—	6	—	—	—	6	—	—»—
60.	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС — Шипово	68	—	—	—	—	—	68	—	для выдачи мощности Черепетской ГРЭС
61.	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС — Тула	80	—	—	—	—	—	80	—	—»—
62.	Две цепи КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 — Кожевническая	—	—	10	—	—	—	10	—	для выдачи мощности ТЭЦ-20 Московской энергосистемы
63.	Перевод на 220 кВ ПС Тропарево, КЛ 220 кВ: Хамовники — ТЭЦ-20, Хамовники — Тропарево, Тропарево — Ясенево, ТЭЦ-20 — Тропарево	—	—	58	400	—	—	58	400	—»—

64.	КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 — Очаково	—	—	1,1	—	—	—	1,1	—	для выдачи мощности ТЭЦ-25 Московской энергосистемы
65.	ВЛ 220 кВ Калужская ТЭС — Электрон	—	—	—	—	5	—	5	—	для выдачи мощности блока № 2 Калужской ТЭС (225 МВт)
66.	ВЛ 220 кВ Калужская ТЭС — Литейная	—	—	—	—	60	—	60	—	—»—
	Итого для выдачи мощности электростанций	984,9	3170	2098,5	4570	3142	4839	6225,4	12579	
	Для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений									
67.	ПС 500 кВ Западная, АТ 500/220 кВ	—	1000	—	—	—	1000	—	2000	для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской энергосистемы
	Т 220/20 кВ	—	126	—	—	—	—	—	126	
	с заходами ВЛ 500 кВ Белый Раст — Очаково,	0,2	—	—	—	—	—	0,2	—	
	с заходами ВЛ 220 кВ	0,4	—	—	—	—	—	0,4	—	
	две цепи КЛ 220 кВ Западная — Герцево	13	—	—	—	—	—	13	—	
68.	ПС 500 кВ Очаково, комплексная реконструкция,									
	АТ 500/220 кВ,	—	2000	—	—	—	—	—	2000	—»—
	АТ 220/110 кВ,	—	1250	—	—	—	—	—	1250	
	Т 220/10 кВ	—	400	—	—	—	—	—	400	
69.	ПС 500 кВ Бескудниково, комплексная реконструкция, АТ 500/220 кВ,	—	2000	—	—	—	—	—	2000	—»—
		—	400	—	—	—	—	—	400	
	АТ 220/110 кВ,									
	Т 220/10 кВ	—	400	—	—	—	—	—	400	

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
70.	ПС 500 кВ Чагино, комплексная реконструкция, АТ 500/220 кВ, АТ 220/10 кВ АТ 220/110 кВ	— — —	1000 200 1000	— — —	— — —	— — —	— — —	— — —	1000 200 1000	для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской энергосистемы
71.	ПС 500 кВ Ногинск, комплексная реконструкция, АТ 500/220 кВ, АТ 500/110 кВ АТ 220/110 кВ	— — —	— — —	— — —	1002 500 500	— — —	— — —	— — —	1002 500 500	—»—
72.	ПС 500 кВ Пахра, комплексная реконструкция, АТ 500/220 кВ, АТ 500/110 кВ, АТ 220/110 кВ	— — —	1002 500 500	— — —	— — —	— — —	— — —	— — —	1002 500 500	—»—
73.	ПС 500 кВ Трубино, комплексная реконструкция, АТ 500/220 кВ, АТ 220/110 кВ	— —	— —	— —	1602 750	— —	— —	— —	1602 750	для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской энергосистемы и г. Москвы
74.	Автотрансформатор связи (500/220 кВ) на ОРУ Каширской ГРЭС	—	501	—	—	—	—	—	501	для повышения надежного электроснабжения потребителей Московской энергосистемы и выдачи мощности Каширской ГРЭС

75.	ПП 500 кВ Ожерелье (Кашира) с заходами ВЛ 500 кВ Чагино — Михайловская и участком ВЛ 750 кВ отвод — ПП Ожерелье (включение на 500 кВ)	20 10	—	—	—	—	—	20 10	—	для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской энергосистемы
76.	ПС 500 кВ Руднево-2, АТ 500/220 кВ, АТ 220/110 кВ, с заходами ВЛ 500 кВ Чагино — Ногинск и заходами ВЛ 220 кВ	— — — —	— — — —	— — 0,2 0,4	1002 500 — —	— — — —	— — — —	— — 0,2 0,4	1002 500 — —	—»—
77.	ПС 500 кВ Софьино с заходами ВЛ 500 кВ Дорохово — Меткино	—	—	1	1002	—	—	1	1002	—»—
78.	ПС 500 кВ Меткино с заходами ВЛ 500 кВ Дорохово — ПП Панино	—	—	1	1002	—	—	1	1002	—»—
79.	ПС 500 кВ Сити-2 с КЛ 500 кВ Очаково — Сити-2	—	—	12	1002	—	—	12	1002	—»—
80.	ПС 500 кВ Бутырки с КЛ 500 кВ Бескудниково — Бутырки	—	—	13	1002	—	—	13	1002	—»—
81.	ПС 500 кВ Дорохово, АТ 500/220 кВ, АТ 220/110 кВ	— —	— —	— —	1002 400	— —	— —	— —	1002 400	—»—
82.	ПС 500 кВ Акулово (Сохино) с ВЛ 500 кВ Акулово — Белый Раст	—	—	70	1002	—	—	70	1002	—»—
83.	ВЛ 500 кВ Акулово (Сохино) — Дорохово	—	—	110	—	—	—	110	—	—»—
84.	ПП 500 кВ Панино с заходами двух ВЛ 500 кВ Чагино — ПП Ожерелье и Каширская ГРЭС — Пахра	—	—	40	—	—	—	40	—	—»—

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
85.	ПС 500 кВ Гжель с ВЛ 500 кВ Ногинск — Гжель и Гжель — ПП Панино	—	—	—	—	70	1002	70	1002	для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской энергосистемы
86.	ПС 500 кВ Красноармейск с заходами ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС — Трубино	—	—	—	—	0,4	1002	0,4	1002	—»—
87.	ВЛ 500 кВ Красноармейск — Ногинск	—	—	—	—	60	—	60	—	—»—
88.	ВЛ 500 кВ Белый Раст — Красноармейск	—	—	—	—	60	—	60	—	—»—
89.	ПС 750 кВ Белый Раст, расширение и реконструкция, АТ 500/110 кВ	—	500	—	—	—	250	—	750	—»—
90.	КЛ 500 кВ Сити-2 — Бутырки	—	—	—	—	10	—	10	—	для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Москвы
91.	ПС 500 кВ Новокарачарово с КЛ 500 кВ Чагино — Новокарачарово	—	—	—	—	10	1002	10	1002	—»—

92.	ПС 500 кВ Звезда, АТ 500/110 кВ с заходами ВЛ 500 кВ Костромская АЭС — Вятка АТ 500/220 кВ	1 —	540 —	— —	— 501	— —	— —	1 —	540 501	для электроснабжения промышленных предприятий в г. Шарья и повышения надежности электроснабжения восточной части Костромской энергосистемы
93.	ПС 500 кВ Свиблово с КЛ 500 кВ ТЭЦ-27 — Свиблово	—	—	—	—	10	1002	10	1002	для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Москвы
94.	ПС 500 кВ Воронежская, АТ 500/110 кВ	—	250	—	—	—	—	—	250	для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Воронежа, создание второго опорного пункта питания
95.	Участок ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС — Липецкая	30	—	—	—	—	—	30	—	для повышения надежности электроснабжения потребителей Липецкой энергосистемы и выдачи мощности Нововоронежской АЭС

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
96.	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС — Нижегородская с ПС 500 кВ Нижегородская с заходами ВЛ 500 кВ, 220 кВ	281,6	501	—	—	—	—	281,6	501	для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородской энергосистемы и выдачи мощности Костромской ГРЭС
97.	ПС 330 кВ Фрунзенская с заходами ВЛ 330 кВ Южная — Белгород	25,5	395	—	—	—	—	25,5	395	для повышения надежности электроснабжения потребителей Белгородской энергосистемы
98.	ПС 500 кВ Протва	—	1002	—	—	—	—	—	1002	для электроснабжения промышленных потребителей Калужской области
99.	Две ВЛ 500 кВ Протва — Калужская	100	—	—	—	—	—	100	—	—»—
100.	ВЛ 500 кВ Протва — Дорохово	—	—	100	—	—	—	100	—	—»—
101.	ПС 750 кВ Волоколамск, АТ 500/220 кВ	—	—	—	668	—	—	—	668	для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской энергосистемы
102.	ПС 750 кВ Белозерская, расширение, АТ 750/500 кВ, АТ 500/220 кВ	—	—	—	1251	—	—	—	1251	для повышения надежности электроснабжения потребителей Череповецкого узла
		—	1002	—	—	—	—	—	1002	

103.	Расширение ПС 500 кВ Вологда, АТ 500/220 кВ	—	—	—	501	—	—	—	501	для повышения надежности электроснабжения потребителей Вологодской энергосистемы
104.	ПС 330 кВ Бежецк (перевод на 330 кВ, АТ 330/220 кВ) с ВЛ 330 кВ Калининская АЭС — Бежецк	—	—	114	480	—	—	114	480	для повышения надежности электроснабжения потребителей Костромской энергосистемы
105.	ПС 330 кВ Чернянская с заходами ВЛ 330 кВ Металлургическая — Валуйки	—	—	—	—	10	400	10	400	для повышения надежности электроснабжения и присоединения новых потребителей Белгородской энергосистемы
106.	ВЛ 330 кВ Металлургическая — Чернянская	—	—	—	—	15	—	15	—	—»—
107.	Две ВЛ 500 кВ от ПС ПТ ± 750 кВ Тамбовская	—	—	—	—	254	—	254	—	для распределения мощности от передачи постоянного тока
108.	Четыре ВЛ 500 кВ от ПС ПТ ±750 кВ Михайловская	—	—	—	—	600	—	600	—	—»—
109.	ПС 500 кВ ВМЗ с заходами ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС — Воронежская и Нововоронежская АЭС — Липецкая на ПС ВМЗ	—	—	60	668	—	—	60	668	для повышения надежности электроснабжения потребителей Воронежской и Липецкой энергосистем
110.	ПС 500 кВ Радуга-2 (АТ 500/110 кВ — 3 × 250 МВА) с заходами ВЛ 500 кВ Радуга — Владимирская	—	—	2	750	—	—	2	750	для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородской энергосистемы

Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
111. ВЛ 500 кВ Радуга-2 — Владимирская	—	—	150	—	—	—	150	—	для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородской энергосистемы
112. Расширение ПС 500 кВ Радуга АТ 500/110 кВ	—	500	—	—	—	—	—	500	—»—
113. Расширение ПС 500 кВ Луч АТ 500/110 кВ	—	—	—	250	—	—	—	250	—»—
Итого для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений	481,7	16969	673,6	17337	1099,4	5658	2254,7	39464	
Всего	1466,6	20139	2772,1	21907	4241,4	10497	8480,1	52543	

Таблица 4

Электросетевые объекты энергозоны Юга

Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
Для выдачи мощности электростанций									
1. ВЛ 500 кВ Волгодонская АЭС — Невинномысск с ПС 500/330 кВ Невинномысск с заходами ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС — Владикавказ и ВЛ 330 кВ Ставрополь — ГЭС-4	429	1002	—	—	—	—	429	1002	выдача мощности блока № 2 Ростовской АЭС (1000 МВт)

2.	ВЛ 500 кВ Волгодонская АЭС — Тихорецк	—	—	350	—	—	—	350	—	выдача мощности блока № 3 Ростовской АЭС (1150 МВт)
3.	ВЛ 500 кВ Волгодонская АЭС — Ростов	—	—	—	—	280	—	280	—	выдача мощности блока № 4 Ростовской АЭС (1150 МВт)
4.	ВЛ 220 кВ Волгодонская АЭС — Сальск с расширением ПС 220 кВ Сальск	160,5	—	—	—	—	—	160,5	—	выдача мощности Ростовской АЭС
5.	Заходы ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС — Центральная на Лабинскую ГАЭС	—	—	100	—	—	—	100	—	выдача мощности Лабинской ГАЭС (600 МВт)
6.	ВЛ 500 кВ Моздок — Буйнакск с ПС 500/330 кВ Буйнакск и расширением ПС 500 кВ Моздок	—	—	—	—	300	1002	300	1002	выдача мощности каскада ГЭС на р. Андийское Койсу (Агвалийская и Инхойская ГЭС) (420 МВт)
7.	ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС — ГАЭС — Черкесск	40	—	—	—	—	—	40	—	выдача мощности Зеленчукской ГЭС-ГАЭС (160 МВт и 140 МВт)
8.	ПС 330 кВ Алагир с заходами ВЛ 330 кВ Нальчик — Владикавказ	—	—	—	250	—	—	—	250	выдача мощности Зарамагской ГЭС (352 МВт)
9.	ВЛ 330 кВ Агвалийская ГЭС — РП Буйнакск с РП 330 кВ Буйнакск	—	—	110	—	—	—	110	—	выдача мощности Агвалийской (Андийской) ГЭС (220 МВт)
10.	Заходы ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС — Чирюрт на РП 330 кВ Буйнакск	—	—	3	—	—	—	3	—	—»—
11.	Заходы ВЛ 330 кВ Агвалийская ГЭС — РП Буйнакск на Инхойскую ГЭС	—	—	—	—	10	—	10	—	выдача мощности Инхойской ГЭС (200 МВт)

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
12.	Заходы ВЛ 500 кВ Центральная — Ингури ГЭС на Мостовскую ТЭС (Краснодарскую)	—	—	—	—	44	—	44	—	выдача мощности Мостовской ТЭС (800 МВт)
13.	ВЛ 220 кВ Новороссийская ТЭС — Крымская-II	—	—	80	—	—	—	80	—	выдача мощности Новороссийской ТЭС (400 МВт)
14.	Заходы ВЛ 220 кВ Кирилловская — Восточная на Новороссийскую ТЭС	—	—	10	—	—	—	10	—	—»—
15.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Мостовская ТЭС (Краснодарская) — ПС Мостовская	—	—	—	—	40	—	40	—	выдача мощности Мостовской ТЭС (800 МВт)
16.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Мостовская ТЭС (Краснодарская) — Курганная	—	—	—	—	160	—	160	—	—»—
17.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Астраханская ТЭЦ-2 — Газовая	124	—	—	—	—	—	124	—	выдача мощности Астраханской ТЭЦ-2 (ввод первой ПГУ-400)
18.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Астраханская ТЭЦ-2 — Баррикадная	57,6	—	—	—	—	—	57,6	—	—»—
19.	ВЛ 500 кВ Астраханская ТЭЦ-2 — Астрахань	—	—	20	—	—	—	20	—	выдача мощности Астраханской ТЭЦ-2 (ввод второй ПГУ-400)
20.	Заходы ВЛ 220 кВ Дагомыс — Псоу на ОРУ 220 кВ Сочинской ТЭЦ	7	—	—	—	—	—	7	—	выдача мощности Сочинской ТЭЦ
	Итого для выдачи мощности электростанций	818,1	1002	673	250	834	1002	2325,1	2254	

Для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений										
21.	ВЛ 500 кВ Фроловская — Ростовская с ПС 500 кВ Ростовская и расширением ПС 500 кВ Шахты	443,4	668	—	—	—	—	443,4	668	усиление электрической связи между Волгоградской и Ростовской энергосистемами
22.	ВЛ 500 кВ Невинномысск — Моздок с ПС 500 кВ Моздок	—	—	265	668	—	—	265	668	усиление электрической сети ОЭС Юга в направлении Дагестанской и Северокавказской энергосистем
23.	ВЛ 500 кВ Ростовская — Брюховецкая с ПС 500 кВ Брюховецкая и заходами ВЛ 500 кВ Тихорецк — Крымская	—	—	260	668	—	—	260	668	повышение пропускной способности электрической сети между Ростовской и Кубанской энергосистемами
24.	ВЛ 500 кВ Астрахань — Моздок	—	—	—	—	450	—	450	—	усиление электрической связи между северной и южной частями ОЭС Юга
25.	ВЛ 500 кВ Южная — Астрахань с ПС 500 кВ Астрахань (перевод на номинальное напряжение) (2011—2015 годы)	—	—	—	—	—	—	—	—	усиление электрической сети 500 кВ Астраханской энергосистемы

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
26.	ВЛ 330 кВ Моздок — Артем с ПС 330 кВ Артем с заходами ВЛ 330 кВ Чирюрт — Махачкала	280	250	—	—	—	—	280	250	повышение пропускной способности электрической сети 330 кВ между Дагестанской энергосистемой и остальной частью ОЭС Юга. Повышение надежности экспорта электроэнергии в Азербайджан и создание условий для увеличения его объема
27.	ВЛ 500 кВ Тихорецк — Крымская с ПС 500 кВ Крымская и заходами ВЛ 220 кВ	297	668	—	—	—	—	297	668	повышение надежности электроснабжения юго-западного района Краснодарской энергосистемы и города Новороссийска
28.	ВЛ 500 кВ Ростовская — Шахты	—	—	87,8	—	—	—	87,8	—	повышение надежности электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы
29.	ВЛ 500 кВ Крымская — Центральная	—	—	170	—	—	—	170	—	повышение надежности электроснабжения юго-западного района Краснодарской энергосистемы

30.	ПС 500 кВ Черноморская с определением ее привязки к сети 220 кВ и переводом ВЛ Центральная — Черноморская на напряжение 500 кВ	—	—	—	668	—	—	—	668	повышение надежности электроснабжения потребителей Сочинского энергоузла
31.	ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС — Невинномысск	—	—	109	—	—	—	109	—	повышение надежности электроснабжения потребителей Ставропольской энергосистемы
32.	Установка второго АТ на ПС 500 кВ Фроловская	—	—	—	—	—	501	—	501	—»—
33.	ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС — Чирюрт	—	—	68	—	—	—	68	—	повышение надежности работы основной сети 330 кВ Дагестанской энергосистемы и надежности выдачи мощности Ирганайской ГЭС
34.	ВЛ 330 кВ Нальчик — Владикавказ-II	—	—	141	—	—	—	141	—	повышение надежности электроснабжения потребителей республик Северная Осетия — Алания и Ингушетия, Чеченской Республики
35.	ПС 330 кВ Кисловодск с заходами ВЛ 330 кВ Черкесск — Баксан	—	—	—	250	—	—	—	250	повышение надежности электроснабжения потребителей курортной зоны г. Кисловодска

Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
36. ПС 330 кВ Кизляр с заходами ВЛ 330 кВ Буденновск — Чирюрт	—	—	—	125	—	—	—	125	повышение надежности электроснабжения потребителей г. Кизляр
37. ПС 330 кВ Кропоткин, установка 2-го АТ	—	—	—	200	—	—	—	200	электроснабжение потребителей г. Кропоткин
38. ПС 330 кВ Грозный, установка 2-го АТ	—	250	—	—	—	—	—	250	электроснабжение потребителей г. Грозный
39. ПС 330 кВ Благодарная, установка 2-го АТ	—	—	—	125	—	—	—	125	повышение надежности электроснабжения потребителей Ставропольской энергосистемы
40. Установка 2-го АТ 330/110 кВ на ПС 500 кВ Буденновск	—	—	—	125	—	—	—	125	—»—
Итого для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений	1020,4	1836	1100,8	2829	450	501	2571,2	5166	
Всего	1838,5	2838	1773,8	3079	1284	1503	4896,3	7420	

Таблица 5

Электросетевые объекты энергозоны Средней Волги

Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
Для выдачи мощности электростанций									
1. ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС — РП Центральная (третья цепь)	26	—	—	—	—	—	26	—	для усиления схемы выдачи мощности блока № 1 Балаковской АЭС (1000 МВт)
2. ПС 220 кВ Западная	—	400	—	—	—	—	—	400	для выдачи мощности Ульяновских ТЭЦ-1, 2, 3, а также для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Ульяновска
3. Достройка участка ВЛ 220 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 — Ульяновская до ПС 220 кВ Западная и перевод ее на номинальное напряжение	20	—	—	—	—	—	20	—	для выдачи мощности Ульяновских ТЭЦ-1, 2, 3
4. ВЛ 220 кВ Западная — Барыш	—	—	103	—	—	—	103	—	—»—
5. ВЛ 220 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 — Катраси	—	—	15	—	—	—	15	—	для выдачи мощности Чебоксарской ТЭЦ-2
6. ВЛ 220 кВ ТЭЦ ВАЗ — Промкомзона — Азот	—	—	—	—	40	—	40	—	для выдачи мощности ТЭЦ ВАЗ

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
7.	ВЛ 220 кВ Чигашево — Помары	—	—	—	—	104	—	104	—	для выдачи мощности ТЭЦ г. Йошкар-Олы
	Итого для выдачи мощности электростанций	46	400	118	—	144	—	308	400	
	Для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений									
8.	ПС 500 кВ Красноармейская с заходами на нее ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС — Куйбышевская	1	1068	—	—	1	801	2	1869	для повышения надежности электроснабжения потребителей Самарской энергосистемы, обеспечение возможности присоединения потребителей, для разгрузки ПС 500 кВ Куйбышевская
9.	ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС — Курдюм	206,2	—	—	—	—	—	206,2	—	для надежного электроснабжения потребителей правобережной части Саратовской энергосистемы и г. Саратова
10.	ПС 500 кВ Кама с заходами ВЛ 500 кВ Нижнекамская ГЭС — Удмуртская	5,4	668	—	—	—	—	5,4	668	для электроснабжения развивающейся особой экономической зоны Татарской энергосистемы в районе г. Елабуги

11.	ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС — Ключики	—	—	160	—	—	—	160	—	для усиления внутренних электрических связей ОЭС Средней Волги, а также для выдачи мощности Саратовской ГЭС и Балаковской АЭС в ремонтных и аварийных схемах
12.	Установка второго АТ 500/220 кВ на ПС Пенза-II	—	—	—	501	—	—	—	501	для повышения надежности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла
13.	Установка второго АТ 500/220 кВ на ПС Азот с заходами ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС — Куйбышевская на ПС Азот	—	—	12	801	—	—	12	801	для обеспечения возможности подключения новых потребителей (в том числе металлургического завода в г. Тольятти)
14.	ВЛ 500 кВ Ключики — Пенза-II	—	—	200	—	—	—	200	—	для усиления электрических связей ОЭС Средней Волги, а также для повышения надежности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
15.	ПС 500 кВ Казань с заходами на нее ВЛ 500 кВ Помары — Удмуртская	—	—	—	—	80	668	80	668	для повышения надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла
	Итого для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений	213	1736	372	1302	81	1469	666	4507	
	Всего	259	2136	490	1302	225	1469	974	4907	

Таблица 6

Электросетевые объекты энергозоны Урала

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
	Для выдачи мощности электростанций									
1.	Заходы ВЛ 500 кВ Южная — Шагол на Белоярскую АЭС-2	—	—	150	—	—	—	150	—	для выдачи мощности блока № 4 Белоярской АЭС-2 (880 МВт)
2.	ВЛ 500 кВ Белоярская АЭС-2 — Емелино	—	—	160	—	—	—	160	—	—»—
3.	Заходы ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС — Окунево на Белоярскую АЭС-2, заходы ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС — Каменская на Белоярскую АЭС-2	—	—	14	—	—	—	14	—	—»—

4.	Заходы ВЛ 500 кВ Шагол — Козырево на Южно-Уральскую АЭС	—	—	—	—	120	—	120	—	для выдачи мощности Южно-Уральской АЭС (4600 МВт)
5.	ВЛ 500 кВ Южно-Уральская АЭС — Дубровка	—	—	—	—	80	—	80	—	—»—
6.	ВЛ 500 кВ Южно-Уральская АЭС — Миасс	—	—	—	—	115	—	115	—	—»—
7.	ВЛ 500 кВ Южно-Уральская АЭС — Златоуст	—	—	—	—	115	—	115	—	—»—
8.	ВЛ 500 кВ Южно-Уральская АЭС — Емелино	—	—	—	—	200	—	200	—	—»—
9.	ВЛ 220 кВ ПГУ в Тарко-Сале — Тарко-Сале (4 цепи)	320	—	—	—	—	—	320	—	для выдачи мощности ПГУ в Тарко-Сале
10.	Заходы ВЛ 220 кВ Тарко-Сале — Уренгой на ПГУ в Тарко-Сале	—	—	80	—	—	—	80	—	—»—
11.	ВЛ 220 кВ ПГУ в Тарко-Сале — Северная	—	—	60	—	—	—	60	—	—»—
12.	Достройка двухцепной ВЛ 220 кВ ПГУ в Тарко-Сале — Северная	—	—	14	—	—	—	14	—	—»—
13.	Двухцепная ВЛ 220 кВ ПГУ в Тарко-Сале — Северная	—	—	120	—	—	—	120	—	—»—
14.	ВЛ 220 кВ ПГУ в Тарко-Сале — Уренгой	—	—	142	—	—	—	142	—	—»—
15.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Северная — Тарасовская	—	—	10	—	—	—	10	—	—»—
16.	Заходы ВЛ 500 кВ Холмогоры — Тарко-Сале на ПГУ в Тарко-Сале	—	—	150	—	—	—	150	—	—»—
17.	Заходы ВЛ 220 кВ Вандмтор — Ильково на Няганьскую ТЭС	8	—	—	—	—	—	8	—	для выдачи мощности ПГУ-400 Няганьской ТЭС

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
18.	Заходы ВЛ 500 кВ Ильково — Луговая на Няганьскую ТЭС	—	—	10	—	—	—	10	—	для выдачи мощности 2-х ПГУ-400 Няганьской ТЭС
19.	Две ВЛ 220 кВ Няганьская ТЭС — Картопья	—	—	310	—	—	—	310	—	для выдачи мощности Няганьской ТЭС
20.	Две ВЛ 220 кВ Новобогословская ТЭЦ — БАЗ	20	—	—	—	—	—	20	—	для выдачи мощности Новобогословской ТЭЦ
21.	Две ВЛ 220 кВ Новобогословская ТЭЦ — Краснотурьинск	—	—	20	—	—	—	20	—	—»—
22.	ВЛ 220 кВ Новобогословская ТЭЦ — Сосьва	—	—	45	—	—	—	45	—	—»—
23.	Две ВЛ 220 кВ Новая ТЭЦ в Березниках — Титан	—	—	40	—	—	—	40	—	для выдачи мощности блоков № 1—4 Новой ТЭЦ в Березниках (400 МВт)
24.	ВЛ 220 кВ Новая ТЭЦ в Березниках — Космос	—	—	20	—	—	—	20	—	—»—
25.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС — Уренгой (с заходами)	160	—	—	—	—	—	160	—	для выдачи мощности Уренгойской ГРЭС
26.	Заходы ВЛ 220 кВ Уренгой — Пангоды на Уренгойскую ГРЭС	—	—	160	—	—	—	160	—	для выдачи мощности Уренгойской ТЭС-2
27.	ВЛ 500 кВ Уренгойская ГРЭС — Тарко-Сале	—	—	271	—	—	—	271	—	—»—

28.	ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС — Космос и Нижневартовская ГРЭС — Мираж (с использованием существующих ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС — Космос — Мираж и Нижневартовская ГРЭС — Мираж)	30	—	—	—	—	—	30	—	дополнительный объект для выдачи мощности блока № 2 Нижневартовской ГРЭС
29.	ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС — Белозерная	50	—	—	—	—	—	50	—	для выдачи мощности блока № 3 Нижневартовской ГРЭС (800 МВт)
30.	ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС — Кустовая	—	—	50	—	—	—	50	—	для выдачи мощности блока № 4 Нижневартовской ГРЭС (800 МВт)
31.	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 — Магистральная	150	—	—	—	—	—	150	—	для выдачи мощности блоков № 7, 8 Сургутской ГРЭС-2 (800 МВт)
32.	ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-1 — Тюменская ТЭЦ-2	11,2	—	—	—	—	—	11,2	—	для выдачи мощности Тюменской ТЭЦ-1
33.	ПС 500 кВ Беркут	—	—	—	501	—	—	—	501	для выдачи мощности Тюменской ТЭЦ-2 (450 МВт)
34.	Заходы ВЛ 220 кВ Заводоуковск — Голышманово в ОРУ 220 кВ ПС Беркут	—	—	20	—	—	—	20	—	—»—
35.	ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС — Качканар	—	—	25	—	—	—	25	—	для выдачи мощности Нижнетуринской ГРЭС
36.	Две ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС — Тагил	—	—	160	—	—	—	160	—	—»—

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
37.	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС — Шиловская	—	—	100	—	—	—	100	—	для выдачи мощности Рефтинской ГРЭС (660 МВт)
38.	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС — Привалovская	—	—	300	—	—	—	300	—	для выдачи мощности Троицкой ГРЭС (660 МВт)
39.	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС — Урал	—	—	187	—	—	—	187	—	—»—
40.	Заходы второй цепи ВЛ 220 кВ Козырево — Новометаллургическая в ОРУ 220 кВ Челябинской ТЭЦ-3	1	—	—	—	—	—	1	—	для выдачи мощности Челябинской ТЭЦ-3
41.	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 — Новометаллургическая	6	—	—	—	—	—	6	—	—»—
42.	Переключение ВЛ 220 кВ Южно-Уральская ГРЭС — Шагол-2, Южно-Уральская ГРЭС — Троицкая ГРЭС на новое ОРУ 500/220 кВ, строительство двух цепей связи ВЛ 220 кВ с новым ОРУ 500/220 кВ	8	—	—	—	—	—	8	—	для выдачи мощности Южно-Уральской ГРЭС
43.	Заходы ВЛ 220 кВ Краснотурьинск — Сосьва на Серовскую ГРЭС	—	—	10	—	—	—	10	—	для выдачи мощности Серовской ГРЭС
44.	Заходы ВЛ 500 кВ Сосьва-БАЗ на Серовскую ГРЭС	—	—	2	—	—	—	2	—	—»—
45.	ВЛ 220 кВ Кировская ТЭЦ-5 — Котельнич	—	—	—	—	84	—	84	—	для выдачи мощности Кировской ТЭЦ-5
	Итого для выдачи мощности электростанций	764,2	—	2630	501	714	—	4108,2	501	

Для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений										
46.	ВЛ 500 кВ Курган — Козырево	280	—	—	—	—	—	280	—	усиление межсистемной электрической связи Сибирь — Урал. Повышение надежности электроснабжения потребителей Курганской и Челябинской энергосистем
47.	ПС 500 кВ Северная — Вятка	—	—	—	—	515	—	515	—	усиление межсистемной электрической связи Урал — Центр. Повышение надежности электроснабжения потребителей Кировской энергосистемы
48.	ПС 500 кВ Емелино с заходами ВЛ 500 кВ Южная — Воткинская ГЭС и заходами ВЛ 220 кВ	6	1002	—	—	—	—	6	1002	повышение надежности электроснабжения потребителей Первоуральского энергоузла Свердловской энергосистемы
49.	ВЛ 500 кВ Северная — БАЗ с расширением ПС 500 кВ БАЗ (второй АТ)	199,8	501	—	—	—	—	199,8	501	повышение надежности электроснабжения потребителей Серово-Богословского энергоузла Свердловской энергосистемы

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
50.	ПС 500 кВ Сосьва с заходами ВЛ 500 кВ Тагил — БАЗ	2	501	—	667	—	—	2	1168	повышение надежности электроснабжения потребителей Серово-Богословского энергоузла Свердловской энергосистемы
51.	ПС 500 кВ Приваловская (второй АТ 500/110 кВ)	—	—	—	250	—	—	—	250	повышение надежности электроснабжения потребителей Саткинско-Златоустовского энергоузла Челябинской энергосистемы
52.	ПС 500 кВ Газовая (второй АТ 500/220 кВ)	—	501	—	—	—	—	—	501	повышение надежности электроснабжения потребителей Оренбургской энергосистемы
53.	ПС 500 кВ Маян с заходами ВЛ Рефтинская ГРЭС — Тюмень	—	—	12,4	250	—	—	12,4	250	повышение надежности электроснабжения потребителей Восточного энергоузла Свердловской энергосистемы
54.	ПС 500 кВ Шиловская с заходами ВЛ Рефтинская ГРЭС — Южная	—	—	16	1002	—	—	16	1002	повышение надежности электроснабжения потребителей г. Екатеринбурга

55.	ПС 500 кВ Амет с заходами ВЛ Кропачево — Уфимская	8	501	—	—	—	—	8	501	электроснабжение нового производства Ашинского металлургического завода
56.	ПС 500 кВ Ельничная с заходами ВЛ Южная — Тагил	—	—	—	—	20	1602	20	1602	повышение надежности электроснабжения потребителей Первоуральского энергоузла Свердловской энергосистемы
57.	ПС 500 кВ Исеть с заходами ВЛ Рефтинская — Козырево	—	—	—	—	2	1002	2	1002	повышение надежности электроснабжения потребителей Каменского энергоузла Свердловской энергосистемы
58.	ПС 500 кВ Катаба с заходами ВЛ Тагил — Калино	—	—	—	—	44	1002	44	1002	повышение надежности электроснабжения потребителей Тагильского энергоузла Свердловской энергосистемы
59.	ПС 500 кВ Дубровка с заходами ВЛ Троицкая — Шагол	—	—	—	—	10	1602	10	1602	повышение надежности электроснабжения потребителей г.Челябинска

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
60.	ПС 500 кВ Миасс с заходами ВЛ Челябинская — Златоуст	—	—	—	—	10	1002	10	1002	повышение надежности электроснабжения потребителей Саткинско-Златоустовского энергоузла Челябинской энергосистемы
61.	ПС 500 кВ Урал с заходами ВЛ Ириклинская ГРЭС — Магнитогорск	—	—	—	—	2	1602	2	1602	повышение надежности электроснабжения потребителей Магнитогорского энергоузла Челябинской энергосистемы
62.	ПС 500 кВ Преображенская с заходами ВЛ Газовая — Красноармейская	—	—	—	—	12	1002	12	1002	повышение надежности электроснабжения потребителей Оренбургской энергосистемы
63.	ПС 500 кВ Новотроицкая	—	—	—	—	—	1002	—	1002	—»—
64.	ПС 500 кВ Котельнич с заходами ВЛ Вятка — Звезда	—	—	—	—	34	1002	34	1002	повышение надежности электроснабжения потребителей Кировской энергосистемы

65.	ПС 500 кВ Журавлиная с заходами ВЛ Буйская — Калино	—	—	—	—	50	1002	50	1002	повышение надежности электроснабжения потребителей Пермской энергосистемы
66.	ВЛ 500 кВ Холмогоры — Муравленковская — Тарко-Сале с ПС 500 кВ Муравленковская	208	668	—	—	—	—	208	668	повышение надежности электроснабжения потребителей Северного и Ноябрьского энергоузлов Тюменской энергосистемы
67.	ВЛ 500 кВ Луговая — Ильково (перевод на номинальное напряжение) (2007—2010 гг.)	—	—	—	—	—	—	—	—	повышение надежности электроснабжения потребителей Урайского и Няганьского энергоузлов Тюменской энергосистемы
68.	ПС 500 кВ Тюмень (комплексная реконструкция)	—	1169	—	—	—	—	—	1169	повышение надежности электроснабжения потребителей Тюменской энергосистемы
69.	ПС 500 кВ Демьянская (комплексная реконструкция)	—	1169	—	—	—	—	—	1169	повышение надежности электроснабжения потребителей

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
70.	ВЛ 500 кВ Холмогоры — Тарко-Сале (комплексная реконструкция)	185,3	—	—	—	—	—	185,3	—	повышение надежности электроснабжения потребителей Северного и Ноябрьского энергоузлов Тюменской энергосистемы
71.	ПС 500 кВ Белозерная (вывод из консервации АТГ № 3 500/220 кВ)	—	501	—	—	—	—	—	501	повышение надежности электроснабжения потребителей
72.	ПС 500 кВ Кирилловская (Когалым) с заходами ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 — Холмогорская и заходами ВЛ 220 кВ Моховая — Когалым	44	1169	—	—	—	—	44	1169	повышение надежности электроснабжения потребителей Когалымского энергоузла, усиление транзита Сургут — Северные районы Тюменской области
73.	ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Уренгой — Тарко-Сале (комплексная реконструкция)	191	—	—	—	—	—	191	—	повышение надежности электроснабжения потребителей Северного и Ноябрьского энергоузлов Тюменской энергосистемы
74.	ПС Кирпичниково с заходами ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 — Ильково и заходами ВЛ 220 кВ Сомкинская — Пимская, Сомкинская — Контур, строительство ВЛ 500 кВ Сомкинская — Кирпичниково	110	1169	—	—	—	—	110	1169	повышение надежности электроснабжения потребителей Сургутского энергоузла Тюменской энергосистемы

75.	ПС 500 кВ Пыть-Ях АТГ № 3 500/220 кВ	—	501	—	—	—	—	—	501	повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергорайона Тюменской энергосистемы
76.	ПС 500 кВ Трачуковская АТГ № 3 500/220 кВ	—	501	—	—	—	—	—	501	повышение надежности электроснабжения потребителей Нижневартовских электросетей Тюменской энергосистемы
77.	ПС 500 кВ Холмогорская АТГ № 3 500/220 кВ	—	501	—	—	—	—	—	501	повышение надежности электроснабжения потребителей Ноябрьских электросетей Тюменской энергосистемы
78.	ПС 500 кВ Магистральная АТГ № 3 500/220 кВ	—	501	—	—	—	—	—	501	повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергорайона Тюменской энергосистемы
79.	ПС 500 кВ Нелым УШР 180 МВАр (2007—2010 годы)	—	—	—	—	—	—	—	—	нормализация напряжения в электрической сети

Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
80. ПС 500 кВ Луговая АТГ № 2	—	501	—	—	—	—	—	501	повышение надежности электроснабжения потребителей Урайского и Няганьского энергоузлов Тюменской энергосистемы
81. ПС 500 кВ Тарко-Сале АТГ № 2	—	501	—	—	—	—	—	501	повышение надежности электроснабжения потребителей Ноябрьского энергоузла Тюменской энергосистемы
82. ПС 500 кВ Сомкинская АТГ № 3	—	501	—	—	—	—	—	501	повышение надежности электроснабжения потребителей Сургутского энергоузла Тюменской энергосистемы
83. ВЛ 500 кВ Кирилловская — Трачуковская	150	—	—	—	—	—	150	—	повышение надежности электроснабжения потребителей Когалымского и Ноябрьского энергоузлов Тюменской энергосистемы
84. ПС 500 кВ Иртыш	—	—	—	501	—	—	—	501	повышение надежности электроснабжения потребителей Тобольского энергоузла Тюменской энергосистемы

85.	ПС 500 кВ Ишим	—	—	—	501	—	—	—	501	повышение надежности электроснабжения потребителей Ишимского энергоузла Тюменской энергосистемы
86.	ВЛ 500 кВ Белозерная — Радужная	—	—	110	—	—	—	110	—	повышение надежности электроснабжения потребителей Нижневартовского энергоузла Тюменской энергосистемы
87.	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 — Трачуковская	120	—	—	—	—	—	120	—	повышение надежности электроснабжения потребителей Когалымского энергоузла Тюменской энергосистемы
88.	ПС 500 кВ Радужная	—	—	—	1002	—	—	—	1002	повышение надежности электроснабжения потребителей Нижневартовского энергоузла Тюменской энергосистемы
89.	ПС 500 кВ Тарасовская с заходами ВЛ Тарко-Сале — Холмогорская	—	—	150	1002	—	—	150	1002	повышение надежности электроснабжения Тарко-Салинского энергоузла Тюменской энергосистемы

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
90.	ВЛ 500 кВ Тарасовская — Радужная	—	—	—	—	280	—	280	—	усиление электрической сети 500 кВ в связи с приемом мощности от Эвенкийской ГЭС
91.	ПС 500 кВ Русскореченская	—	—	—	—	—	1002	—	1002	—»—
92.	Две ВЛ 500 кВ Русскореченская — Тарасовская	—	—	—	—	500	—	500	—	—»—
93.	ПС 500 кВ Надым	—	—	—	1002	—	—	—	1002	усиление электроснабжения потребителей северных районов Тюменской энергосистемы
94.	ВЛ 500 кВ Надым — Уренгойская ГРЭС	—	—	278	—	—	—	278	—	—»—
95.	ПС 500 кВ Хантос	—	—	—	—	—	1002	—	1002	повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергорайона Тюменской энергосистемы
96.	ВЛ 500 кВ Хантос — Ильково	—	—	—	—	250	—	250	—	—»—
97.	ВЛ 500 кВ Хантос — Нелым	—	—	—	—	220	—	220	—	—»—
98.	ПС 500 кВ Тайлаковская	—	—	—	—	—	1002	—	1002	—»—
99.	ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС — Тайлаковская	—	—	—	—	200	—	200	—	—»—

100.	ВЛ 500 кВ Тайлаковская — Тобольская	—	—	—	—	460	—	460	—	повышение надежности электроснабжения Нижневартовского энергоузла Тюменской энергосистемы
101.	ПС 500 кВ Обская	—	—	—	—	—	1002	—	1002	повышение надежности электроснабжения потребителей Полярного Урала
102.	ВЛ 500 кВ Обская — Надым	—	—	—	—	360	—	360	—	усиление электроснабжения потребителей северных районов Тюменской энергосистемы
103.	ПС 500 кВ Тобольская	—	—	—	—	—	1002	—	1002	повышение надежности электроснабжения потребителей Тобольского энергоузла Тюменской энергосистемы
104.	Заходы ВЛ 500 кВ Тюмень — Нелым на ПС Тобольская	—	—	—	—	—	20	—	20	повышение надежности электроснабжения потребителей Тобольского энергоузла Тюменской энергосистемы

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
105.	ПС 500 кВ Приобская с заходами ВЛ Кирпичниково — Ильково	—	—	—	—	20	1002	20	1002	повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергорайона Тюменской энергосистемы
106.	ПС 500 кВ Сибирская АТГ № 3 500/220 кВ	—	—	—	—	—	—	—	—	повышение надежности электроснабжения потребителей Нижневартовского энергоузла Тюменской энергосистемы
107.	ВЛ 500 кВ Холмогорская — Кирилловская	—	—	—	—	150	—	150	—	повышение надежности электроснабжения потребителей Когалымского и Ноябрьского энергоузлов Тюменской энергосистемы
	Итого для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений	1504,1	12358	566,4	6177	3159	17832	5229,5	36367	
	Всего	2268,3	12358	3196,4	6678	3873	17832	9337,7	36868	

Таблица 7

Электросетевые объекты энергозоны Сибири

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
	Для выдачи мощности электростанций									
1.	ВЛ 500 кВ Северская АЭС — Томская	—	—	35	—	35	—	70	—	для выдачи мощности Северской АЭС
2.	ВЛ 500 кВ Северская АЭС — ПС ПТ ± 500 кВ Северская	—	—	10	—	10	—	20	—	—»—
3.	ВЛ 500 кВ ПС ПТ ± 500 кВ Северская — Томская	—	—	35	—	35	—	70	—	—»—
4.	Заходы ВЛ 500 кВ Томск — Парабель на Таловскую ТЭС	—	—	190	—	—	—	190	—	для выдачи мощности Таловской ТЭС (1320 МВт)
5.	ВЛ 500 кВ Таловская ТЭС — Томск	—	—	180	—	—	—	180	—	—»—
6.	Заходы ВЛ 500 кВ Камала — Тайшет на Канскую ТЭС	—	—	—	—	200	—	200	—	для выдачи мощности Канской ТЭС (1320 МВт)
7.	Две ВЛ 500 кВ Барабинская ТЭС — ПС Барабинская с расширением ПС 500 кВ Барабинская	—	—	—	—	360	501	360	501	для выдачи мощности Барабинской ТЭС (660 МВт)
8.[1]	Две ВЛ 500 кВ Байкальская ТЭС — Тулун с расширением ОРУ-500 кВ Тулун	—	—	50	—	50	—	100	—	для выдачи мощности Байкальской ТЭС (660 МВт)
9.	ВЛ 220 кВ ПС Новокрасноярская — Красноярская ТЭЦ-3	32	—	—	—	—	—	32	—	для выдачи мощности блоков № 1 и 2 Красноярской ТЭЦ-3 (2 × 185 МВт)

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
10.	ВЛ 220 кВ ЦРП — ТЭЦ-3	—	—	—	—	14	—	14	—	для выдачи мощности блока № 3 Красноярской ТЭЦ-3 (185 МВт)
11.	Заходы ВЛ 220 кВ ТЭЦ-4 — Лузино (второй цепи) на Омскую ТЭЦ-6	—	—	18	—	—	—	18	—	для выдачи мощности Омской ТЭЦ-6 (600 МВт)
12.	Расширение ПС 220 кВ Левобережная	—	—	—	—	—	200	—	200	—»—
13.	Три ВЛ 220 кВ Абагурская ТЭС — Ферросплавная с расширением ПС 220 кВ Ферросплавная	—	—	—	—	30	—	30	—	для выдачи мощности Абагурской ТЭС (660 МВт)
14.	Третья ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС — Итат	18	—	—	—	—	—	18	—	для выдачи мощности блока № 3 Березовской ГРЭС-1 (800 МВт)
15.	Четвертая ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС — Итат	—	—	18	—	—	—	18	—	для выдачи мощности Березовской ГРЭС-1
16.	Две ВЛ 500 кВ Кадатская — Итат	—	—	—	—	60	—	60	—	—»—
17.	Заходы ВЛ 500 кВ Итат — Томск на ПС Кадатская	—	—	—	—	10	—	10	—	—»—
18.	Заходы ВЛ 500 кВ Итат — Новоанжерская на ПС Кадатская	—	—	—	—	24	—	24	—	—»—
19.	ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС — Маккавеево	336	—	—	—	—	—	336	—	для выдачи мощности блока № 3 Харанорской ГРЭС (225 МВт)
20.	ВЛ 500 кВ Харанорская ГРЭС — Харанорская ТЭС	—	—	—	—	50	—	50	—	для выдачи мощности блока № 4 Харанорской ГРЭС (660 МВт)

21.	ВЛ 500 кВ Чита — Харанорская ГРЭС	—	—	—	—	250	—	250	—	для выдачи мощности блока № 4 Харанорской ГРЭС (660 МВт)
22.	ВЛ 220 кВ Томская — ТЭЦ-3 (3 цепь)	—	—	—	—	24	—	24	—	для выдачи мощности Томской ТЭЦ-3 (2 × 185 МВт)
23.	Две ВЛ 220 кВ Новозиминская ТЭЦ — ПС Новозиминская	—	—	—	—	20	—	20	—	для выдачи мощности Новозиминской ТЭЦ
24.	ВЛ 220 кВ Новозиминская ТЭЦ — Тулун	—	—	—	—	130	—	130	—	—»—
25.	ВЛ 500 кВ Томь-Усинская ГРЭС — Кузбасская	—	—	50	—	—	—	50	—	для выдачи мощности Томь-Усинской ГРЭС
26.	ВЛ 500 кВ Томь-Усинская ГРЭС — Новокузнецкая	—	—	40	—	—	—	40	—	—»—
27.	ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС — НКАЗ-II	—	—	70	—	—	—	70	—	—»—
28.	ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС — ЗСМК	—	—	60	—	—	—	60	—	—»—
29.	Две ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС — Ангара (БогАЗ)	320	—	—	—	—	—	320	—	выдача мощности Богучанской ГЭС (9 × 333 МВт)
30.	ВЛ 500 кВ Ангара (БогАЗ) — Озерная	283	—	—	—	—	—	283	—	—»—
31.	ВЛ 500 кВ Ангара — Камала	350	—	—	—	—	—	350	—	—»—
32.	ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС — Озерная	—	—	365	—	—	—	365	—	—»—
33.	ОРУ 500 кВ Богучанская ГЭС (3 × 180)	—	—	—	—	—	—	—	—	—»—
34.	ПС 500 кВ Ангара	—	1503	—	501	—	—	—	2004	—»—

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
35.	ПС 500 кВ Озерная (УШР-180)	—	—	—	—	—	—	—	—	выдача мощности Богучанской ГЭС
36.	ПС 500 кВ Камала (УШР-180)	—	—	—	—	—	—	—	—	—»—
37.	ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС — Приангарская	264	—	—	—	—	—	264	—	—»—
38.	ВЛ 220 кВ Приангарская — Раздолинск	350	—	—	—	—	—	350	—	—»—
39.	ПС 220 кВ Приангарская	—	250	—	—	—	—	—	250	—»—
40.	Две ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС — Кодинск	22	—	—	—	—	—	22	—	—»—
41.	Четыре ВЛ 220 кВ Выдумская ГЭС — ПС 220 кВ Раздолинская с расширением ОРУ 220 кВ ПС Раздолинская	—	—	—	—	180	—	180	—	выдача мощности Нижнеангарских ГЭС (Выдумской ГЭС (300 МВт) и Нижнебогучанской ГЭС (660 МВт))
42.	Заходы ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС — Приангарская на Нижнебогучанскую ГЭС	—	—	—	—	80	—	80	—	—»—
43.	Две ВЛ 220 кВ Нижнебогучанская ГЭС — Ангара с расширением ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Ангара	—	—	—	—	130	—	130	—	выдача мощности Нижнеангарских ГЭС
		—	—	—	—	—	—	—	—	
44.	Заходы ВЛ 220 кВ Кемерово — Беловская на Крапивинскую ГЭС	—	—	80	—	—	—	80	—	выдача мощности Крапивинской ГЭС (300 МВт)
45.	ПС 500 кВ Витим	—	—	—	—	—	668	—	668	выдача мощности Мокской ГЭС (600 МВт)

46.	Перевод ВЛ 500 кВ Нижнеангарская — Витим на проектное напряжение с расширением ОРУ 500 кВ ПС Нижнеангарская (2016 — 2020 годы)	—	—	—	—	—	—	—	—	выдача мощности Мокской ГЭС (600 МВт)
47.	Три ВЛ 220 кВ Мокская ГЭС — ПС 500 кВ Витим	—	—	—	—	165	—	165	—	—»—
	Итого для выдачи мощности электростанций	1975	1753	1201	501	1857	1369	5033	3623	
	Для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений									
48.	ВЛ 500 кВ Гусиноозерская ГРЭС — Петровск — Забайкальский	185	—	—	—	—	—	185	—	повышение пропускной способности электрической связи Бурятия — Чита
49.	Перевод ВЛ 500 кВ Гусиноозерская ГРЭС — Петровск — Забайкальский — Чита на номинальное напряжение	—	—	—	—	—	—	—	—	—»—
50.	ПС 500 кВ Чита ШР-180, 2 СТК-25	—	—	—	668	—	—	—	668	—»—
51.	ПС 500 кВ Гусиноозерская с заходами ВЛ 500 кВ	— —	— —	— 3	668 —	— —	— —	— 3	668 —	—»—
52.	ПС 500 кВ Барабинская с включением ВЛ Заря — Барабинская на проектное напряжение	—	668	—	—	—	—	—	668	повышение пропускной способности электрической связи Омск — Новосибирск
53.	Достройка ВЛ 500 кВ Барабинская — Таврическая с ПС 500 кВ Восход и с заходами ВЛ 500 кВ Барабинская — Таврическая УШР на ПС Барабинская	362 — —	— — —	— — 4,2	— 668 —	— — —	— — —	362 — 4,2	— 668 —	—»—

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
54.	ПС 500 кВ Кузбасская СТК-160	—	1896	—	—	—	—	—	1896	электроснабжение юга Кузбасса
55.	Заходы ВЛ 500 кВ Барнаул — Новокузнецк на ПС 500 кВ Кузбасская	11,2	—	—	—	—	—	11,2	—	—»—
56.	Заходы ВЛ 500 кВ Беловская ГРЭС — Новокузнецк на ПС 500 кВ Кузбасская	9	—	—	—	—	—	9	—	—»—
57.	Перевод одной ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС — Новокузнецкая на ПС 500 кВ Кузбасская с использованием ВЛ 500 кВ Новокузнецк — Кузбасская	1	—	2	—	—	—	3	—	—»—
58.	ВЛ 500 кВ Означенное-Алюминиевая с ПС Алюминиевая с заходами ВЛ 500 кВ Означенное — Абаканская	40 — 30	— 1002 —	— — —	— — —	— — —	— — —	40 — 30	— 1002 —	электроснабжение второй очереди Саянского алюминиевого завода (САЗ)
59.	ВЛ 500 кВ Алюминиевая — Абакан — Итат	74,5	—	282	—	—	—	356,5	—	повышение надежности электроснабжения САЗ, снижение ограничений по выдаче мощности Саяно-Шушенской ГЭС
60.	УПК на ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС — Новокузнецкая (Кузбасская)	—	670	—	—	—	—	—	670	снятие ограничений на выдачу мощности Саяно-Шушенской ГЭС

61.	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Нижнеангарская (участок Усть-Кут — Киренга — Нижнеангарск)	—	—	287,1	—	—	—	287,1	—	для электроснабжения потребителей севера Иркутской области и зоны БАМа
62.	ПС 500 кВ Усть-Кут с переводом ВЛ 500 кВ Усть-Илим — Усть-Кут на 500 кВ	—	—	—	668	—	—	—	668	обеспечение электроснабжения севера Иркутской области в зоне БАМа и нефтепровода ВСТО
63.	ВЛ-500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут (вторая ВЛ)	—	—	280	—	—	—	280	—	—»—
64.	ПС 500 кВ Нижнеангарская ШР-180, 2 СТК-50	—	—	—	668	—	—	—	668	повышение надежности и обеспечение прироста электропотребления в зоне БАМа
65.	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Братский ПП	—	—	260	—	—	—	260	—	повышение надежности выдачи мощности Усть-Илимской ГЭС
66.	ВЛ 500 кВ Усть-Кут — Братский ПП с расширением ОРУ 500 кВ Братский ПП и Усть-Кут	—	—	—	—	360	—	360	—	обеспечение второго питания ПС 500 кВ Усть-Кут. Обеспечение выдачи мощности газотурбинных ТЭС на базе месторождений севера Иркутской области

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
67.	ВЛ 220 кВ Верхнечонская ГТУ — Мамаканская ГЭС	360	—	—	—	—	—	360	—	обеспечение надежности электроснабжения нефтепровода ВСТО. Выдача мощности Верхнечонской ГТУ. Создание второго источника питания потребителей Бодайбинского и Мамско-Чуйского районов. Обеспечение энергоснабжения потребителей БАМа
68.	ВЛ 220 кВ ПС Киренга — ПС Киренск — НПС-8 с расширением ОРУ-220 кВ ПС Киренга	310	126	—	—	—	—	310	126	выдача мощности новой ГТУ на севере Иркутской области. Обеспечение электроснабжения газовых и нефтедобывающих месторождений Севера. Повышение надежности энергоснабжения
69.	ВЛ 500 кВ Братская — Озерная	215	—	—	—	—	—	215	—	электроснабжение Тайшетского энергоузла и схема выдачи мощности Богучанской ГЭС

70.	ПС 500 кВ Озерная (Тайшетский алюминиевый завод) 4 × 501МВА с заходом одной ВЛ 500 кВ Тайшет — Братская на ПС Озерная	— 16	1503 —	— —	501 —	— —	— —	— 16	2004 —	—»—
71.	ВЛ 500 кВ Тайшет — Озерная (ТАЗ)	15	—	—	—	—	—	15	—	—»—
72.	ПС 500 кВ ИркАЗ (Ключи) 3 × 501 МВА 2х БСК-100 с заходом ВЛ 500 кВ Иркутская — Гусиноозерская ГРЭС, с заходом ВЛ 500 кВ Тыреть — ИркАЗ (Ключи)	— 49 47,5	1503 — —	— — —	— — —	— — —	— — —	— 49 47,5	1503 — —	электроснабжение расширяемой части алюминиевого завода ИркАЗ и повышение надежности электроснабжения Иркутско-Черемховского района и транзита Иркутск — Бурятия
73.	ВЛ 500 кВ Гусиноозерская — Ключи	—	—	—	—	285	—	285	—	повышение надежности транзита Иркутск — Бурятия
74.	ПС 500 кВ Новокрасноярская с заходами двух ВЛ 500 кВ Красноярская — Красноярская ГЭС	— —	— —	— 6	801 —	— —	— —	— 6	801 —	для электроснабжения потребителей г. Красноярска и транзита Красноярск — Иркутск
75.	ВЛ 500 кВ Новокрасноярская — Итатская	—	—	240	—	—	—	240	—	для электроснабжения потребителей Красноярской и Иркутской энергосистем
76.	ВЛ 500 кВ Новокрасноярская — Камала с расширением ОРУ 500 кВ ПС Камала	—	—	130	—	—	—	130	—	—»—

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
77.	ВЛ 500 кВ Томск — Заря	—	—	—	—	200	—	200	—	для усиления электрической связи между Алтайской и Омской энергосистемами
78.	ВЛ 500 кВ Заря — Барабинск (вторая ВЛ)	—	—	—	—	370	—	370	—	—»—
79.	ВЛ 500 кВ Барабинск — Восход (вторая ВЛ)	—	—	—	—	300	—	300	—	для усиления электрической связи между ОЭС Сибири и европейской зоной ЕЭС России
80.	Расширение ОРУ 500 кВ Томск, Заря, Барабинск, Восход	—	—	—	—	—	—	—	—	—»—
81.	ПС 500 кВ Дружная	—	—	—	—	—	668	—	668	повышение надежности электроснабжения потребителей Новосибирской области
82.	Заходы ВЛ 500 кВ Барабинск — Заря на ПС 500 кВ Дружная	—	—	—	—	10	—	10	—	—»—
83.	ВЛ 500 кВ Нижнеангарск — Витим	—	—	—	—	450	—	450	—	для электроснабжения потребителей БАМа и нефтепровода Сибирь — Тихий океан
84.	Две ВЛ 500 кВ Татауровская ТЭС — Читинская с расширением ОРУ 500 кВ ПС Читинская	—	—	80	—	—	—	80	—	для обеспечения электрической связи электростанций и ОЭС Сибири

85.	ВЛ 500 кВ Читинская — Гусиноозерская ГРЭС (вторая ВЛ)	—	—	500	—	—	—	500	—	для обеспечения электрической связи электростанций и ОЭС Сибири
86.	Две ВЛ 500 кВ Олонь-Шибирская ТЭС — Гусиноозерская ГРЭС	—	—	120	—	—	—	120	—	—»—
87.	ВЛ 500 кВ Назаровская ГРЭС — Камала — Братск — Новозиминская — Иркутская — Гусиноозерская ГРЭС	—	—	1427	—	—	—	1427	—	—»—
	Итого для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений	1725,2	7368	3621,3	4642	1975	668	7321,5	12678	
	Всего	3700	9121	4822,3	5143	3832	2037	12354,5	16301	

[1] Схема выдачи мощности будет уточнена при проектировании новой электростанции.

Таблица 8

Электросетевые объекты энергозоны Востока

Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
Для выдачи мощности электростанций									
1. ВЛ 500 кВ Ургальская ТЭС — ПП Лондоко	—	—	360	—	—	—	360	—	для обеспечения электрической связи Уральской ТЭС и ОЭС Востока

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
2.	ПП Лондоко с заходами двух ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС — Хабаровская (2011—2015 гг.)	—	—	—	—	—	—	—	—	для обеспечения электрической связи Уральской ТЭС и ОЭС Востока
3.	ВЛ 500 кВ Ургальская ТЭС — Комсомольская	—	—	550	—	—	—	550	—	—»—
4.	Заходы от двух ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — Хехцир на новую ТЭС в Хабаровском крае	—	—	72	—	—	—	72	—	выдача мощности новой ТЭС в Хабаровском крае (400 МВт)
5.	Три ВЛ 220 кВ Новая ГРЭС — Южно-Сахалинская	—	—	—	—	180	—	180	—	выдача мощности Новой ГРЭС в Сахалинской области (450 МВт)
6.	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС — Хабаровская с ПС 500 кВ Хехцир-2	—	668	—	—	—	—	—	668	выдача мощности блока № 4 Хабаровской ТЭЦ-3 (180 МВт)
7.	ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 — Хехцир	136	—	—	—	—	—	136	—	—»—
8.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Комсомольская ТЭЦ-3 — Старт	—	—	20	—	—	—	20	—	выдача мощности блоков № 3 и 4 Комсомольской ТЭЦ-3 (2 × 110 МВт)
9.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — Артемовская ТЭЦ	—	—	94	—	—	—	94	—	выдача мощности ПГУ Владивостокской ТЭЦ-2 (325 МВт)

10.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ — Владивосток	—	—	40	—	—	—	40	—	повышение надежности электроснабжения юга Приморского края и выдача мощности Артемовской ТЭЦ
11.	Две ВЛ 500 кВ Приморская АЭС — Чугуевка	—	—	—	—	360	—	360	—	выдача мощности Приморской АЭС (600 МВт)
12.	Заход ВЛ 220 кВ Оротукан — ГПП (Стройбаза) на ОРУ 220 кВ Усть-Среднеканской ГЭС	1,2	—	—	—	—	—	1,2	—	выдача мощности Усть-Среднеканской ГЭС (570 МВт)
13.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Усть-Среднеканская ГЭС — Оротукан	72	—	—	—	—	—	72	—	—»—
14.	ВЛ 220 кВ Оротукан — Центральная	—	—	361	—	—	—	361	—	—»—
15.	Две ВЛ 220 кВ Граматухинская ГЭС — Новокиевка	—	—	56	—	—	—	56	—	выдача мощности Граматухинской ГЭС (300 МВт)
16.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Нижнебурейская ГЭС — Архара	—	—	106,6	—	—	—	106,6	—	выдача мощности Нижнебурейской ГЭС (321 МВт)
17.	ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС — ПП Алдан с ПП 220 кВ Алдан	—	—	150	—	—	—	150	—	электроснабжение строительства и выдача мощности Канкунской ГЭС
18.	Заходы ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС — Нижний Куранах на ПП Алдан	—	—	8	—	—	—	8	—	—»—
19.	Две ВЛ 500 кВ Канкунская ГЭС — Нерюнгринская	—	—	230	—	230	—	460	—	выдача мощности Канкунской ГЭС (1300 МВт)

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
20.	ПС 500 кВ Нерюнгринская	—	—	—	—	—	668	—	668	усиление электрической связи Южно-Якутского энергорайона с Амурской энергосистемой, выдача мощности Канкунской ГЭС
21.	ВЛ 500 кВ Нерюнгринская — Сковородино (участок Нерюнгринская — Тында)	—	—	179	—	—	—	179	—	—»—
22.	ВЛ 500 кВ Нерюнгринская — Сковородино (вторая ВЛ)	—	—	—	—	340	—	340	—	—»—
23.	Две ВЛ 500 кВ Сковородино-2 — Зейская ГЭС	—	—	—	—	540	—	540	—	—»—
24.	ПС 500 кВ Сковородино-2	—	—	—	—	—	668	—	668	—»—
25.	ВЛ 220 кВ Нижнетимптонская ГЭС — ПП Алдан	—	—	120	—	—	—	120	—	электроснабжение строительства и выдача мощности Нижнетимптонской ГЭС
26.	Две ВЛ 500 кВ Нижнетимптонская ГЭС — Канкунская ГЭС	—	—	—	—	360	—	360	—	выдача мощности Нижнетимптонской ГЭС (800 МВт)
	Итого для выдачи мощности электростанций	209	668	2347	—	2010	1336	4566	2004	

	Для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений									
27.	ВЛ 500 кВ Дальневосточная — Владивосток с ПС 500 кВ Владивосток и расширение ПС 500 кВ Дальневосточная	94,6 —	668 125	—	—	—	—	94,6 —	668 125	повышение надежности электроснабжения юга Приморского края
28.	ВЛ 500 кВ Чугуевка — Находка — Владивосток с ПС 500 кВ Находка, расширение ПС 500 кВ Владивосток и заходами ВЛ 220 кВ ПП Партизанск — Широкая и ВЛ 220 кВ ПП Партизанск — Чугуевка на ПС Находка	172 66	501 —	200 —	— 250	— —	— —	372 66	501 250	—»—
29.	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС — Нижний Куранах	—	—	275	—	—	—	275	—	повышение надежности электроснабжения потребителей района г. Алдан
30.	ПП 500 кВ Амурский (2011—2015 годы)	—	—	—	—	—	—	—	—	повышение надежности электроснабжения потребителей
31.	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС — ПП Амурский (вторая ВЛ)	—	—	360	—	—	—	360	—	повышение надежности выдачи мощности Зейской ГЭС
32.	ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС — ПП Амурский (вторая ВЛ)	—	—	280	—	—	—	280	—	повышение надежности выдачи мощности Бурейской ГЭС
33.	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС — Хабаровская (вторая ВЛ)	—	—	—	—	450	—	450	—	увеличение пропускной способности между Хабаровской и Приморской энергосистемами

	Электросетевые объекты	2006—2010 годы		2011—2015 годы		2016—2020 годы		2006—2020 годы		Назначение объекта
		протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	протяженность (км)	мощность (МВА)	
34.	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС — Владивосток	—	—	—	—	440	—	440	—	увеличение пропускной способности сечения север — юг Приморья
35.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Томмот — Майя	—	—	—	—	854	—	854	—	объединение Южного и Центрального энергорайонов Якутской энергосистемы
36.	ПС 220 кВ Майя	—	—	—	250	—	—	—	250	—»—
37.	ПС 220 кВ Томмот	—	—	—	126	—	—	—	126	повышение надежности электроснабжения потребителей южной Якутии
38.	Подвеска второй цепи ВЛ 220 кВ Нижний Куранах — Томмот	—	—	47	—	—	—	47	—	—»—
	Итого для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений	333	1294	1162	626	1744	—	3239	1920	
	Всего	542	1962	3509	626	3754	1336	7804	3924	

ПРИЛОЖЕНИЕ № 12
к Генеральной схеме размещения
объектов электроэнергетики до 2020 года

ПРОГНОЗ

потребности в капиталовложениях на развитие электростанций и сооружение электросетевых объектов

Таблица 1

Потребность в капиталовложениях на развитие электростанций (базовый вариант) на 2006—2020 годы

(млрд. рублей, в ценах соответствующих лет)

	2006—2015 годы	2016—2020 годы
Всего	6742,8	4873,5
в том числе:		
гидроэлектростанции	897,5	1137,7
атомные электростанции	1574,3	1475,2
тепловые электростанции	4271	2260,6

Таблица 2

Потребность в капиталовложениях на сооружение электросетевых объектов (базовый вариант) на период до 2020 года

(млрд. рублей, в ценах соответствующих лет)

	2006—2010 годы	2011—2015 годы	2016—2020 годы	2006—2020 годы
Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть — всего	717,6	1630,3	2524,7	4872,5
в том числе:				
новое строительство сетей	518,6	1162	1888,6	3569,2
реновации сетей	162,2	365,7	466,4	994,3
прочие затраты	36,8	102,5	169,8	309
Распределительные электрические сети — всего	704,6	1489,7	2011,9	4206,3
в том числе:				
новое строительство сетей	342,8	789,4	1055,5	2187,7
реновации сетей	308,5	608,1	830,1	1746,6
прочие затраты	53,3	92,2	126,4	272
о	1422,2	3120	4536,6	9078,8

gost.e-ecolog.ru