

(Об одобрении Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 года)

Распоряжение · № 215-р · от 22.02.2008 · Правительство Российской Федерации · Утратил силу

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

от 22 февраля 2008 г. N 215-р

г. Москва

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

ОДОБРЕНА

распоряжением Правительства

Российской Федерации

от 22 февраля 2008 г.

N 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 суммарной 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 х ч, что на 9 процентов ниже максимума, зафиксированного в 1990 году (1074 млрд. кВт х 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 х ч (базовый вариант) с возможным вариантом увеличения электропотребления в этот период до 1600 млрд. кВт х ч (максимальный вариант).

Прогноз электропотребления по России и ее регионам для базового и максимального вариантов представлен в приложении N 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 х ч, в 2005 году - 11,2 млрд. кВт х ч, в 2006 году - 14,1 млрд. кВт х 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 Пирттикоски (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 х 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 х 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 х 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 х ч и уже к 2012 году достигнет 3,75 ГВт и 22,5 млрд. кВт х ч при вводе в действие в Хабаровской энергосистеме новой

Ургальской ТЭС (4х900 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 х 800 МВт), Татауровской ТЭС (2 х 600 МВт) и Олонь-Шибирской ТЭС (4 х 900 МВт). Начало широкомасштабного экспорта электрической энергии и мощности из Сибири предусматривается в 2015 году в объеме 6 ГВт и 36 млрд. кВт х 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°C 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°C, 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 N 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 N 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 N 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 N 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 N 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 N

7.

Прогноз ввода генерирующих мощностей в период до 2020 года приведен в приложении N 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 N 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-лети (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, использующих 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 N 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 х ч в 2006 году до 286,1 г у. т./кВт х 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 Хабаровскую 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 - Талашино.

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 N 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 N 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.

Х. 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 N 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.

* Не приводится.

Таблица 1

Прогноз электропотребления по энергозонам России на период
до 2020 года

(млрд. кВт х ч) -----

||| Мак-

| Отчетные | Базовый | сима-

| данные | вариант | льный

Энергозоны ||| вари-

||| ант

+-----+-----+-----

| 2005 | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2020

| год | год | год | год | год | год ----- Северо-Запад (включая

83,7 87 114,3 141,9 175,5 184 Калининградскую область) 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 11,6 11,8 13,6 15,8 21,9 29,3

узлы Востока Итого 920 959 1174,8 1403 1684,9 1969,7 централизованное электропотребление Всего

(с учетом зоны 940,7 980 1196,6 1426,3 1710 2000 децентрализованного электроснабжения)

Таблица 2

Прогноз электропотребления по федеральным округам на период

до 2020 года

(млрд. кВт х ч) -----

||| Мак-

| Отчетные | Базовый | сима-

| данные | вариант | льный

||| вари-

||| ант

+-----+-----+-----

| 2005 | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2020

| год | год | год | год | год | год ----- Северо-Западный 97,4

101,1 130,5 160,7 196,6 206,2 федеральный округ Центральный 190,3 199,3 245,4 306,1 377,3 413,8

федеральный округ Приволжский 177,6 184,6 214,9 241,4 274,4 326 федеральный округ Южный 73,5

76,4 94,1 110,9 126 155,7 федеральный округ Уральский 151,8 162,4 204,6 249,8 307,3 344,3

федеральный округ Сибирский 190,8 196,2 239,8 278 330,8 425,6 федеральный округ

Дальневосточный 38,7 39 45,5 56,1 72,6 98,2 федеральный округ Децентрализованные 20,6 21 21,8

23,3 25 30,2 энергоузлы

ПРИЛОЖЕНИЕ N 2

к Генеральной схеме размещения

объектов электроэнергетики

до 2020 года

Изменение мощности действующих электростанций

(зона централизованного электроснабжения)

(млн. кВт) -----

||||| Изменение

| 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | мощности

| год | год | год | год | за 2006-2020

||||| годы ----- Мощность действующих 210,8 209,4 179,9

161,3 -49,5 электростанций - всего

в том числе:

мощность 44,9 45,3 45,6 45,7 +0,8

гидроэлектростанций
 мощность атомных 23,5 24,8 24,9 21 -2,5
 электростанций
 мощность тепловых 142,4 139,3 109,4 94,6 -47,8
 электростанций -
 всего
 в том числе:
 теплоэлектроцентралей 77,1 75,3 71,2 64,6 -12,5
 конденсационных 65,3 64 38,2 30 -35,3
 электростанций

ПРИЛОЖЕНИЕ N 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 | 2015 | 2020 | 2010 | 2015 | 2020

| год | год | год | год | год | год ----- 1. Необходимая 245,5
 297,5 347,4 256,2 326,2 397,7

установленная

мощность 2. Мощность действующих 209,4 179,9 161,3 209,4 179,9 161,3

электростанций 3. Мощность новых 17,9 36,5 49 17,9 36,5 49

и обновляемых

теплоэлектро-

централей 4. Потребность в новой 18,2 81,1 137,1 28,9 109,8 187,4

мощности

гидроэлектростанций,

атомных

электростанций и

конденсационных

электростанций

ПРИЛОЖЕНИЕ N 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 | 2006-2010 годы | 2011-2015 годы | 2016-2020 годы

| 2006 год | | |

+-----+-----+-----+-----

| | | | |установ-| |установ-| |установ-

|коли- | |установ-|коли- | |ленная |коли- | |ленная |коли- | |ленная

Число	Тип	Ленная	Число	Тип	Мощность	Число	Тип	Мощность	Число	Тип	Мощность
Блоков	Блока	Мощность	Блоков	Блока	на 2010	Блоков	Блока	на 2015	Блоков	Блока	на 2020
	(МВт)		год		год		год		год		год
	(МВт)		(МВт)		(МВт)		(МВт)		(МВт)		(МВт)

Архангельская энергосистема 1. Северодвинская ПАТЭС - - - 2 КЛТ 40С 70 2 КЛТ 40С 70 2 КЛТ 40С 70
(но- Архангельская область, вая) г. Северодвинск
Итого по станции - 70 70 70

Кольская энергосистема 2. Кольская АЭС 4 ВВЭР 440 1760 3 ВВЭР 440 1374 3 ВВЭР 440 1374 1 ВВЭР 440 458

Мурманская область,
г. Полярные Зори

- - - 1 ВВЭР 440 459 1 ВВЭР 440 459 1 ВВЭР 440 459

Итого по станции 1760 1833 1833 917 3. Кольская АЭС-2 - - - - - 4 ВБЭР 300 1200 (но- Мурманская область, вая) в 4 км от
Кольской АЭС

Итого по станции - - - 1200

Ленинградская энергосистема 4. Ленинградская АЭС 4 РБМК 4000 3 РБМК 3282 3 РБМК 3282 1 РБМК 1094

Ленинградская область, 1000 1000 1000 1000
г. Сосновый Бор

- - - 1 РБМК 1093 1 РБМК 1093 1 РБМК 1093
1000 1000 1000

Итого по станции 4000 4375 4375 2187 5. Ленинградская АЭС-2 - - - - - 3 ВВЭР 3450 4 ВВЭР 4600 (но- Ленинградская область, 1200 1200 вая) в 8 км от
Ленинградской АЭС

Итого по станции - - 3450 4600

Таблица 2 Атомные электростанции, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны
Центра -----

По состоянию на	2006-2010 годы	2011-2015 годы	2016-2020 годы
2006 год			

+-----+-----+-----+-----

Число	Тип	Ленная	Число	Тип	Мощность	Число	Тип	Мощность	Число	Тип	Мощность
Блоков	Блока	Мощность	Блоков	Блока	на 2010	Блоков	Блока	на 2015	Блоков	Блока	на 2020
	(МВт)		год		год		год		год		год
	(МВт)		(МВт)		(МВт)		(МВт)		(МВт)		(МВт)

Воронежская энергосистема 1. Нововоронежская АЭС 2 ВВЭР 834 2 ВВЭР 834 2 ВВЭР 834 - - -
Воронежская область, 440 440 440

г. Нововоронеж

1 ВВЭР 1000 1 ВВЭР 1000 1 ВВЭР 1000 1 ВВЭР 1000
1000 1000 1000 1000

Итого по станции 1834 1834 1834 1000 2. Нововоронежская АЭС-2 - - - - - 2 ВВЭР 2300 2 ВВЭР 2300
(но- Воронежская область, 1200 1200 вая) в 5 км от
Нововоронежской АЭС

Итого по станции - - 2300 2300

Максимальный вариант - - - - - 2 ВВЭР 2300

(дополнительная 1200
мощность)

Итого по станции - - - 4600

(максимальный вариант)

Курская энергосистема 3. Курская АЭС 4 РБМК 4000 1 РБМК 1088 1 РБМК 1088 1 РБМК 1088

Курская область, 1000 1000 1000 1000

г. Курчатов

- - - 3 РБМК 3285 3 РБМК 3285 3 РБМК 3285

1000 1000 1000

- - - 1 РБМК 1000 1 РБМК 1000 1 РБМК 1000

1000 1000 1000

Итого по станции 4000 5373 5373 5373

Нижегородская энергосистема 4. Нижегородская АЭС - - - - - 3 ВВЭР 3450 (но- Нижегородская
область, 1200 вая) в 20 км юго-западнее

пос. Урень

Итого по станции - - - 3450

Максимальный вариант - - - - - 1 ВВЭР 1150

(дополнительная 1200
мощность)

Итого по станции - - - 4600

(максимальный вариант)

Смоленская энергосистема 5. Смоленская АЭС 3 РБМК 3000 1 РБМК 1035 1 РБМК 1091 1 РБМК 1091

Смоленская область, 1000 1000 1000 1000

г. Десногорск

- - - 2 РБМК 2156 2 РБМК 2200 2 РБМК 2200

1000 1000 1000

Итого по станции 3000 3191 3291 3291

Тверская энергосистема 6. Калининская АЭС 3 ВВЭР 3000 3 ВВЭР 3129 3 ВВЭР 3129 3 ВВЭР 3129

Тверская область, 1000 1000 1000 1000

г. Удомля

- - - - - 1 ВВЭР 1000 1 ВВЭР 1000

1000 1000

Итого по станции 3000 3129 4129 4129 7. Тверская АЭС - - - - - 1 ВВЭР 1150 4 ВВЭР 4600 (но- Тверская
область, 1200 1200 вая) Ржевский или

Удомельский район

Итого по станции - - 1150 4600

Ярославская или Костромская энергосистема 8. Центральная АЭС - - - - - 2 ВВЭР 2300 (но-
Ярославская область 1200 вая) или Костромская

область

Итого по станции - - - 2300

Максимальный вариант - - - - - 2 ВВЭР 2300

(дополнительная 1200
мощность)

Итого по станции - - - 4600

(максимальный вариант)

Таблица 3

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

Волги -----

| По состоянию на | 2006-2010 годы | 2011-2015 годы | 2016-2020 годы

| 2006 год | | |

+-----+-----+-----+-----

| | | | |установ-| |установ-| |установ-

|коли- |установ-|коли- |ленная |коли- |ленная |коли- |ленная

|чество| тип |ленная |чество| тип |мощность|чество| тип |мощность|чество| тип |мощность

|блоков|блока|мощность|блоков|блока|на 2010 |блоков|блока|на 2015 |блоков|блока|на 2020

| | | (МВт) | | | год | | | год | | | год

| | | | | (МВт) | | | (МВт) | | | (МВт) -----

Саратовская энергосистема

Балаковская АЭС 4 ВВЭР 4000 2 ВВЭР 2086 2 ВВЭР 2086 2 ВВЭР 2086

Саратовская область, 1000 1000 1000 1000

г. Балаково

- - - 2 ВВЭР 2088 2 ВВЭР 2088 2 ВВЭР 2088

1000 1000 1000

Итого по станции 4000 4174 4174 4174

Таблица 4

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

| По состоянию на | 2006-2010 годы | 2011-2015 годы | 2016-2020 годы

| 2006 год | | |

+-----+-----+-----+-----

| | | | |установ-| |установ-| |установ-

|коли- |установ-|коли- |ленная |коли- |ленная |коли- |ленная

|чество| тип |ленная |чество| тип |мощность|чество| тип |мощность|чество| тип |мощность

|блоков|блока|мощность|блоков|блока|на 2010 |блоков|блока|на 2015 |блоков|блока|на 2020

| | | (МВт) | | | год | | | год | | | год

| | | | | (МВт) | | | (МВт) | | | (МВт) -----

Ростовская энергосистема

Ростовская АЭС 1 ВВЭР 1000 1 ВВЭР 1040 1 ВВЭР 1040 1 ВВЭР 1040

Ростовская область, 1000 1000 1000 1000

г. Волгодонск

- - - 1 ВВЭР 1000 1 ВВЭР 1000 1 ВВЭР 1000

1000 1000 1000

- - - - - 1 ВВЭР 1150 2 ВВЭР 2300

1200 1200

Итого по станции 1000 2040 3190 4340

Таблица 5

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

| По состоянию на | 2006-2010 годы | 2011-2015 годы | 2016-2020 годы

| 2006 год | | |

+-----+-----+-----+-----

| | | | |установ-| |установ-| |установ-

|коли- |установ-|коли- |ленная |коли- |ленная |коли- |ленная

	чество	тип		ленная		чество	тип		мощность	чество	тип		мощность	чество	тип		мощность	
	блоков	блока		мощность	блоков	блока		на 2010		блоков	блока		на 2015		блоков	блока		на 2020
				(МВт)				год					год					год
				(МВт)				(МВт)					(МВт)					(МВт)

Свердловская энергосистема 1. Белоярская АЭС 1 БН 600 600 1 БН 600 600 1 БН 600 600 1 БН 600 600
 Свердловская область,
 г. Заречный - - - - - 1 БН 800 880 1 БН 800 880
 Итого по станции 600 600 1480 1480

Челябинская энергосистема 2. Южно-Уральская АЭС - - - - - 4 ВВЭР 4600 (но- Челябинская область, 1200 вая) в 140 км западнее
 г. Челябинска
 Итого по станции - - - 4600

Таблица 6 Атомные электростанции, в том числе сооружаемые на новых площадках, энергозоны Сибири -----

	По состоянию на		2006-2010 годы		2011-2015 годы		2016-2020 годы
	2006 год						

+	-----	+	-----	+	-----	+	-----
	установ-		установ-		установ-		
	коли-		установ-		коли-		ленная
	чество	тип		ленная		чество	тип
	блоков	блока		мощность	блоков	блока	
				на 2010		блоков	блока
				на 2015		блоков	блока
				на 2020			
				(МВт)			
				год			
				(МВт)			
				(МВт)			
				(МВт)			

Томская энергосистема
 Северская АЭС (новая) - - - - - 1 ВВЭР 1150 2 ВВЭР 2300
 Томская область, 25 км 1200 1200
 от г. Северск
 Итого по станции - - 1150 2300

Таблица 7

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

	По состоянию на		2006-2010 годы		2011-2015 годы		2016-2020 годы
	2006 год						

+	-----	+	-----	+	-----	+	-----
	установ-		установ-		установ-		
	коли-		установ-		коли-		ленная
	чество	тип		ленная		чество	тип
	блоков	блока		мощность	блоков	блока	
				на 2010		блоков	блока
				на 2015		блоков	блока
				на 2020			
				(МВт)			
				год			
				(МВт)			
				(МВт)			
				(МВт)			

Энергосистема Приморского края 1. Приморская АЭС - - - - - 2 ВВЭР 600 (но- Приморский край 300 вая)
 Итого по станции - - - 600

Чаун-Билибинский энергоузел 2. Билибинская АЭС 4 ЭГП 6 48 4 ЭГП 6 48 4 ЭГП 6 48 1 ЭГП 6 12
 Чукотский автономный

округ, г. Билибино

Итого по станции 48 48 48 12

Певекский энергоузел 3. Певекская ПАТЭС - - - - - 2 КЛТ 70 (но- Чукотский автономный 40С вая)

округ, г. Певек

Итого по станции - - - 70

Увеличение мощности на действующем оборудовании за счет мероприятий по модернизации.

Тип блока будет уточняться.

Сооружение блока N 5 осуществляется в случае выделения дополнительных источников финансирования для его строительства и сооружения линий электропередачи для выдачи мощности. Месторасположение указанных станций будет уточнено при разработке технико-экономического обоснования сооружения станций.

Блок N 1 действующей Волгодонской АЭС.

ПРИЛОЖЕНИЕ N 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	По состоянию	2006-2010 годы	2011-2015 годы	2016-2020 годы
--	-----------	--------------	----------------	----------------	----------------

	мощность и	на 2006 год			
--	------------	-------------	--	--	--

	средняя	+	+	+	+
--	---------	---	---	---	---

	многолетняя		коли-		установ-		коли-		установ-		коли-		установ-
--	-------------	--	-------	--	----------	--	-------	--	----------	--	-------	--	----------

	выработка		чество		ленная		чество		ленная		чество		ленная
--	-----------	--	--------	--	--------	--	--------	--	--------	--	--------	--	--------

		блоков		мощность		блоков		мощность		блоков		мощность		блоков		мощность
--	--	--------	--	----------	--	--------	--	----------	--	--------	--	----------	--	--------	--	----------

					на 2010		на 2015		на 2020
--	--	--	--	--	---------	--	---------	--	---------

					год		год		год	-----
--	--	--	--	--	-----	--	-----	--	-----	-------

Архангельская энергосистема 1. Мезенская ПЭС 4000 МВт - - - - - (новая) Архангельская область, 19700 млн.

Мезенский залив кВт х ч

Белого моря

Максимальный вариант - - - - - 350 700

Итого по станции - - - 700

(максимальный вариант)

Ленинградская энергосистема 2. Ленинградская ГАЭС 1560 МВт - - - - 8 1560 8 1560 (новая)

Ленинградская область, 2340 млн.

Лодейнопольский район, кВт х ч

р. Шапша

Итого по станции - - 1560 1560

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	По состоянию	2006-2010 годы	2011-2015 годы	2016-2020 годы
--	-----------	--------------	----------------	----------------	----------------

	в	ы	р	а	б	о	т	к	а	ч	и	с	т	в	о	л	е	н	н	а	я	
	б	л	о	к	о	в	м	о	щ	н	о	с	т	ь	б	л	о	к	о	в	м	о
	н	а	2	0	1	0	н	а	2	0	1	5	н	а	2	0	2	0				
	г	о	д	г	о	д	г	о	д	г	о	д	г	о	д	г	о	д				

Самарская энергосистема 1. Жигулевская ГЭС 2300 МВт 20 2300 20 2334 20 2369 20 2404

Самарская область, 9600 млн.

г. Жигулевск, кВт х ч

Волжско-Камский каскад,

р. Волга

Итого по станции 2300 2334 2369 2404

Саратовская энергосистема 2. Саратовская ГЭС 1360 МВт 24 1360 24 1370 24 1370 24 1370

Саратовская область, 5400 млн.

г. Балаково, кВт х ч

Волжско-Камский каскад,

р. Волга

Итого по станции 1360 1370 1370 1370

Татарская энергосистема 3. Нижнекамская ГЭС 1248 МВт 16 1205 16 1205 16 1205 16 1248

Республика Татарстан, 2460 млн.

г. Набережные Челны, кВт х ч

Волжско-Камский каскад,

р. Кама

Итого по станции 1205 1205 1205 1248

Чувашская энергосистема 4. Чебоксарская ГЭС 1404 МВт 18 1370 18 1370 18 1370 18 1404

Чувашская Республика, 3310 млн.

г. Новочебоксарск, кВт х ч

Волжско-Камский каскад,

р. Волга

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	По состоянию	2006-2010 годы	2011-2015 годы	2016-2020 годы
	мощность и	на 2006 год			

	средняя	-----	-----	-----	-----
--	---------	-------	-------	-------	-------

	многолетняя	коли-	установ-	коли-	установ-	коли-	установ-
--	-------------	-------	----------	-------	----------	-------	----------

	выработка	чество	ленная	чество	ленная	чество	ленная
--	-----------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

	блоков	мощность	блоков	мощность	блоков	мощность	блоков
--	--------	----------	--------	----------	--------	----------	--------

	н	а	2	0	1	0	н	а	2	0	1	5	н	а	2	0	2	0
--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

	г	о	д	г	о	д	г	о	д	г	о	д	г	о	д	г	о	д
--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Волгоградская энергосистема 1. Волжская ГЭС 2541 МВт 22 2530 22 2582,5 22 2614 22 2645,5

Волгоградская область, 10300 млн. 1 11 1 11 1 11 1 11

г. Волжский, кВт х ч

Волжско-Камский

каскад, р. Волга

Итого по станции 2541 2593,5 2625 2656,5

Дагестанская энергосистема 2. Чиркейская ГЭС 1000 МВт 4 1000 4 1000 4 1000 4 1000

Республика Дагестан, 2256 млн.

п. Дубки, р. Сулак кВт х ч
Итого по станции 1000 1000 1000 1000 3. Ирганайская ГЭС 800 МВт 2 400 2 400 2 400 2 400
Республика Дагестан, 1280 млн.
р. Аварское Койсу кВт х ч
(приток р. Сулак)
Итого по станции 400 400 400 400
Максимальный вариант - - - - 2 400 2 400
(дополнительная мощность)
Итого по станции 400 400 800 800
(максимальный вариант) 4. Каскад ГЭС на 220 МВт - - - - 2 220 2 220 (новая) р. Андийское Койсу 680
млн.
(Агвали) кВт х ч
Республика Дагестан,
р. Андийское Койсу
Итого по станции - - 220 220 5. Каскад ГЭС на 200 МВт - - - - - 2 200 (новая) р. Андийское Койсу 440
млн.
(Инхойская) кВт х ч
Республика Дагестан,
р. Андийское Койсу
Итого по станции - - - 200
Краснодарская энергосистема 6. Лабинская ГАЭС 600 МВт - - - - 2 600 2 600 (новая) Краснодарский
край, 1118 млн.
р. Лаба кВт х ч
Итого по станции - - 600 600
Северокавказская энергосистема 7. Зарамагские ГЭС 357 МВт - - 1 15 1 15 1 15 (новые) Республика
Северная 812 млн. - - - - 2 342 2 342
Осетия - Алания, кВт х ч
р. Ардон
Итого по станции - 15 357 357

Таблица 5

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

Проектные	По состоянию	2006-2010 годы	2011-2015 годы	2016-2020 годы
мощность и	на 2006 год			

средняя	+	+	+	+	+
---------	---	---	---	---	---

многолетняя	коли-	установ-	коли-	установ-	коли-	установ-	коли-	установ-
-------------	-------	----------	-------	----------	-------	----------	-------	----------

выработка	чество	ленная	чество	ленная	чество	ленная	чество	ленная
-----------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

блоков	мощность	блоков	мощность	блоков	мощность	блоков	мощность
--------	----------	--------	----------	--------	----------	--------	----------

на 2010	на 2015	на 2020
---------	---------	---------

год	год	год
-----	-----	-----

Пермская энергосистема 1. Воткинская ГЭС 1020 МВт 10 1020 10 1020 10 1020 10 1020

Пермский край, 2200 млн.

г. Чайковский, кВт х ч

Волжско-Камский каскад,

р. Кама

Итого по станции 1020 1020 1020 1020 2. Камская ГЭС 504 МВт 23 510 23 534 24 555 24 555

Пермский край, 1700 млн.

г. Пермь, кВт х ч
Волжско-Камский каскад,
р.Кама

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 | По состоянию | 2006-2010 годы | 2011-2015 годы | 2016-2020 годы
| мощность и | на 2006 год | | |
| средняя +-----+-----+-----+-----

| многолетняя | коли- | установ- | коли- | установ- | коли- | установ-
| выработка | чество | ленная | чество | ленная | чество | ленная
| | блоков | мощность | блоков | мощность | блоков | мощность
| | | | на 2010 | | на 2015 | | на 2020

| | | | год | | год | | год -----

Бурятская энергосистема 1. Мокская ГЭС с Ивановской 1410 МВт - - - - - 3 600 (новая) ГЭС
(контррегулятором) 5740 млн.

Республика Бурятия, кВт х ч

р. Витим, 760 км от

устья

Итого по станции - - - 600

Максимальный вариант - - - - 2 300 3 600

(дополнительная мощность) - - - - - 3 210

Итого по станции - - 300 1410

(максимальный вариант)

Иркутская энергосистема 2. Братская ГЭС 4500 МВт 18 4500 18 4500 18 4500 18 4500

Иркутская область, 21700 млн.

г. Братск-9, кВт х ч

Ангара-Енисейский

каскад, р. Ангара

Итого по станции 4500 4500 4500 4500 3. Иркутская ГЭС 662,4 МВт 8 662,4 8 662,4 8 662,4 8 662,4

Иркутская область, 4000 млн.

пос. Кузьмиха, кВт х ч

Ангара-Енисейский

каскад, р. Ангара

Итого по станции 662,4 662,4 662,4 662,4 4. Усть-Илимская ГЭС 3840 МВт 16 3840 16 3840 16 3840 16 3840

Иркутская область, 20300 млн.

г. Усть-Илимск, кВт х ч

Ангара-Енисейский

каскад, р. Ангара

Итого по станции 3840 3840 3840 3840 5. Тельмамская ГЭС 450 МВт - - - - - (новая) Иркутская область, 1640 млн.

г. Бодайбо, р. Мамакан кВт х ч

Максимальный вариант - - - - - 3 450

Итого по станции - - - 450

(максимальный вариант)

Красноярская энергосистема 6. Красноярская ГЭС 6000 МВт 12 6000 12 6000 12 6000 12 6000

Красноярский край, 19540 млн.
 г. Дивногорск, кВт х ч
 Ангара-Енисейский каскад,
 р. Енисей
 Итого по станции 6000 6000 6000 6000 7. Богучанская ГЭС 2997 МВт - - 5 1665 9 2997 9 2997 (новая)
 Красноярский край, 17600 млн.
 Кежемский р-н, кВт х ч
 г. Козьмодемьянск,
 Ангара-Енисейский
 каскад, р. Ангара
 Итого по станции - 1665 2997 2997 8. Нижнебогучанская ГЭС 660 МВт - - - - - 3 660 (новая)
 (Нижнеангарские ГЭС) 3300 млн.
 Красноярский край, кВт х ч
 р. Ангара ниже
 Богучанской ГЭС
 Итого по станции - - - 660 9. Мотыгинская ГЭС 1320 МВт - - - - - 2 330 (новая) (Нижнеангарские ГЭС)
 6000 млн.
 ниже створа кВт х ч
 Нижнебогучанской ГЭС,
 Красноярский край,
 р. Ангара
 Итого по станции - - - 330 10. Эвенкийская ГЭС с 8150 МВт - - - - - 8 8000 (новая) Нижне-Курейской
 ГЭС 46400 млн. - - - - - 3 150
 Красноярский край, кВт х ч
 р. Нижняя Тунгуска
 Итого по станции - - - 8150
 Кузбасская энергосистема 11. Крапивинский гидроузел 300 МВт - - - - 2 300 2 300 (новая)
 Кемеровская область, 1900 млн.
 р. Томь кВт х ч
 Итого по станции - - 300 300
 Новосибирская энергосистема 12. Новосибирская ГЭС 455 МВт 7 455 7 455 7 455 7 455
 Новосибирская область, 1745 млн.
 г. Новосибирск, р. Обь кВт х ч
 Итого по станции 455 455 455 455
 Тывинская энергосистема 13. Тувинские ГЭС 1500 МВт - - - - - (новая) (каскад ГЭС) 6530 млн.
 Республика Тыва, кВт х ч
 р. Большой Енисей
 Максимальный вариант - - - - - 4 1500
 Итого по станции - - - 1500
 (максимальный вариант)
 Хакасская энергосистема 14. Саяно-Шушенская ГЭС 6400 МВт 10 6400 10 6400 10 6400 10 6400
 Красноярский край, 21570 млн.
 пос. Черемушки, Ангара- кВт х ч
 Енисейский каскад,
 р. Енисей
 Итого по станции 6400 6400 6400 6400 15. Майнская ГЭС 321 МВт 3 321 3 321 3 321 3 321
 Красноярский край, 1640 млн.
 пос. Черемушки, Ангара- кВт х ч

Енисейский каскад,

р. Енисей

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 | По состоянию | 2006-2010 годы | 2011-2015 годы | 2016-2020 годы

| мощность и | на 2006 год | | |

| средняя +-----+-----+-----+-----

| многолетняя | коли- | установ- | коли- | установ- | коли- | установ-

| выработка | чество | ленная | чество | ленная | чество | ленная | чество | ленная

| | блоков | мощность | блоков | мощность | блоков | мощность | блоков | мощность

| | | | | на 2010 | | на 2015 | | на 2020

| | | | | год | | год | | год -----

Амурская энергосистема 1. Зейская ГЭС 1330 МВт 6 1330 6 1330 6 1330 6 1330

Амурская область, 4641 млн.

г. Зея, р. Зея кВт х ч

Итого по станции 1330 1330 1330 1330 2. Бурейская ГЭС 2000 МВт 2 370 2 670 2 670 2 670

Амурская область, 7100 млн. 1 300 1 335 1 335 1 335

пос. Талакан, р. Бурей кВт х ч 1 335 3 1005 3 1005 3 1005

Итого по станции 1005 2010 2010 2010 3. Нижнебурейская ГЭС 321 МВт - - - - 3 321 3 321 (новая)

контррегулятор 1650 млн.

Бурейской ГЭС кВт х ч

Амурская область,

р. Бурей

Итого по станции - - 321 321 4. Граматухинская ГЭС 300 МВт - - - - 3 300 3 300 (новая) (каскад

Нижнезейских 1970 млн.

ГЭС) Амурская область, кВт х ч

р. Зея

Итого по станции - - 300 300

Магаданская энергосистема 5. Колымская ГЭС 900 МВт 5 900 5 900 5 900 5 900

Магаданская область, 3317 млн.

пос. Синегорье, кВт х ч

р. Колыма

Итого по станции 900 900 900 900 6. Усть-Среднеканская ГЭС 570 МВт - - 2 69,4 4 570 4 570 (новая)

Магаданская область, 500 млн.

р. Колыма кВт х ч

Итого по станции - 69,4 570 570

Хабаровская энергосистема 7. Тугурская ПЭС 3580 МВт - - - - - (новая) Хабаровский край, 14300 млн.

Тугурский залив кВт х ч

Охотского моря

Максимальный вариант - - - - - 200 200

Итого по станции - - - 200

(максимальный вариант)

Якутская энергосистема 8. Вилюйская ГЭС-1 340 МВт 4 340 4 340 4 340 4 340

Республика Саха 1290 млн.

(Якутия), кВт х ч

пос. Чернышевский,

р. Вилюй

Итого по станции 340 340 340 340 9. Вилюйская ГЭС-2 340 МВт 4 340 4 340 4 340 4 340

Республика Саха 1290 млн.

(Якутия), кВт х ч

пос. Чернышевский,

р. Вилюй

Итого по станции 340 340 340 340 10. Канкунская ГЭС 1300 МВт - - - - 2 400 5 1300 (новая) Республика

Саха 5700 млн.

(Якутия), кВт х ч

р. Тимптон

Итого по станции - - 400 1300 11. Нижнетимптонская ГЭС 800 МВт - - - - - 4 800 (новая)

контррегулятор 3600 млн.

Канкунской ГЭС кВт х ч

Республика Саха

(Якутия), р. Тимптон

Итого по станции - - - 800 12. Среднеучурская ГЭС 3300 МВт - - - - - (новая) Республика Саха 15000

млн.

(Якутия), р. Учур кВт х ч

Максимальный вариант - - - - - 2 500

Итого по станции - - - 500

(максимальный вариант) 13. Верхнеалданская ГЭС 1000 МВт - - - - - (новая) Республика Саха 3600

млн.

(Якутия), р. Алдан кВт х ч

Максимальный вариант - - - - - 5 1000

Итого по станции - - - 1000

(максимальный вариант)

ПРИЛОЖЕНИЕ N 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 | По состоянию | 2006-2010 годы | 2011-2015 годы | 2016-2020 годы

| топлива | на 2006 год | | |

| +-----+-----+-----+-----

| |коли-| тип |уста-|коли-| тип |уста-|коли-| тип |уста-|коли-| тип |уста-

| |чест-| блока |нов- |чест-| блока |нов- |чест-| блока |нов- |чест-| блока |нов-

| | во | |лен- | во | |лен- | во | |лен- | во | |лен-

| |бло- | | ная |бло- | | ная |бло- | | ная |бло- | | ная

| | ков | |мощ- | ков | |мощ- | ков | |мощ- | ков | |мощ-

| | | |нось | | |нось | | |нось | | |нось

| | | | | на | | | на | | | на

| | | | | 2010 | | 2015 | | 2020

| | | | | год | | | год | | | год -----

Калининградская энергосистема 1. Калининградская газ 1 ПГУ(Т)-450 450 2 ПГУ(Т)-450 900 2
ПГУ(Т)-450 900 2 ПГУ(Т)-450 900
ТЭЦ-2
г. Калининград
Итого по станции 450 900 900 900

Карельская энергосистема 2. Медвежьегорская ТЭС уголь - - - - - 3 К-660-300 1980 (но-
Республика Карелия, кузнец- вая) 18 км южнее кий или
г. Медвежьегорск интин-
ский
Итого по станции - - - 1980
Максимальный вариант уголь - - - - - 1 К-660-300 660 1 К-660-300 660
(дополнительная кузнец-
мощность) кий или
интин-
ский
Итого по станции - - 660 2640
(максимальный
вариант)

Кольская энергосистема 3. Мурманская ТЭЦ-2 уголь - - - - - 3 Т-180-130 540 3 Т-180-130 540
г. Мурманск кузнец-
кий
Итого по станции - - 540 540

Коми энергосистема 4. Печорская ГРЭС газ 3 К-210-130 630 3 К-210-130 630 3 К-210-130 630 3
К-210-130 630
Республика Коми, газ 2 К-215-130 430 2 К-215-130 430 2 К-215-130 430 2 К-215-130 430
г. Печора
Итого по станции 1060 1060 1060 1060

Ленинградская энергосистема 5. Киришская ГРЭС газ, 2 ПТ-50-130 100 2 ПТ-50-130 100 1 ПТ-50-130 50
- - -
Ленинградская мазут
область, газ, 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120 1 ПТ-60-130 60 - - -
г. Кириши мазут
газ, 2 Р-40-130 80 2 Р-40-130 80 2 Р-40-130 80 2 Р-40-130 80
мазут
газ, 6 К-300-240 1800 5 К-300-240 1500 - - - - -
мазут
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 6. Дубровская ТЭЦ-8 уголь 3 К-50-90 150 3 К-50-90 150 3
К-50-90 150 - - -
Ленинградская кузнец-
область, кий
г. Кировск -" 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 газ 2 П-32-29 64 - - - - -
г. Санкт-Петербург 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 ТЭЦ1 газ - - - 2 ПГУ-225 450 2 ПГУ-225 450 2
ПГУ-225 450
г. Санкт-Петербург газ - - - - - 2 ГТ-75,7 150 2 ГТ-75,7 150
Итого по станции - 450 600 600 9. Первомайская ТЭЦ газ 2 ПТ-30-90 60 - - - - -
г. Санкт-Петербург 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 газ 5 Т-100-130 500 5 Т-100-130 500 5
Т-100-130 500 4 Т-100-130 400
Ленинградская газ - - - - - 1 ГТ-110(Т) 110
область, газ - - - - - 1 ПГУ(Т)-450 450 1 ПГУ(Т)-450 450
Всеволожский район
Итого по станции 500 500 950 960 11. ТЭЦ-22 Южная газ 3 Т-250-240 750 3 Т-250-240 750 3 Т-250-240
750 3 Т-250-240 750
г. Санкт-Петербург 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 газ 2 ПГУ-450 900 2 ПГУ(Т)-450 900 2
ПГУ(Т)-450 900 2 ПГУ(Т)-450 900
г. Санкт-Петербург,
пос. Ольгино
Итого по станции 900 900 900 900 13. ТЭЦ Парнас газ - - - - - 2 ПГУ(Т)-200 400 2 ПГУ(Т)-200 400 (но- г.
Санкт-Петербург вая)
Итого по станции - - 400 400
Новгородская энергосистема 14. Новгородская ТЭС уголь - - - - - 2 К-660-300 1320 2 К-660-300 1320
(но- Новгородская кузнец- вая) область, кий
Боровичский или
Окуловский район
Итого по станции - - 1320 1320
Максимальный вариант уголь - - - - - 1 К-660-300 660
(дополнительная кузнец-
мощность) кий
Итого по станции - - 1320 1980
(максимальный
вариант)
Псковская энергосистема 15. Псковская ГРЭС газ 2 К-215-130 430 2 К-215-130 430 2 К-215-130 430 2
К-215-130 430
Псковская область, уголь - - - - - 2 К-330-240 660
пос. Дедовичи кузнец-
кий
Итого по станции 430 430 430 1090
Максимальный вариант уголь - - - - - 2 К-330-240 660
(дополнительная кузнец-
мощность) кий
Итого по станции 430 430 430 1750
(максимальный

вариант)

Блокстанции.

Таблица 2

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

| Вид | По состоянию на 2006 год | 2006-2010 годы | 2011-2015 годы | 2016-2020 годы

| топлива +-----+-----+-----+-----

| | коли- | тип | уста- | коли- | тип | уста- | коли- | тип | уста- | коли- | тип | уста-

| | чест- | блока | нов- | чест- | блока | нов- | чест- | блока | нов- | чест- | блока | нов-

| | во | | ленная | во | | ленная | во | | ленная | во | | лен-

| | бло- | | | мощ- | бло- | | | мощ- | бло- | | | мощ- | бло- | | | ная

| | | ков | | ность | | ков | | ность | | ков | | ность | | ков | | | мощ-

| | | | | | на | | | на | | | | ность

| | | | | | 2010 | | | 2015 | | | на

| | | | | | год | | | год | | | 2020

| | | | | | | | | | | год -----

Вологодская энергосистема 1. Череповецкая ГРЭС газ, 3 К-210-130 630 3 К-210-130 630 3 К-210-130 630 3 К-210-130 630

Вологодская уголь

область, уголь - - - - - 1 К-330-240 330 2 К-330-240 660

пос. Кадуй

Итого по станции 630 630 960 1290

Максимальный уголь - - - - - 1 К-330-240 330 - - -

вариант

(дополнительная

мощность)

Итого по станции 630 630 1290 1290

(максимальный

вариант)

Ивановская энергосистема 2. Ивановские ПГУ газ - - - 2 ПГУ-325 650 2 ПГУ-325 650 2 ПГУ-325 650 (но-Ивановская вая) область,

г. Комсомольск

Итого по станции - 650 650 650

Калужская энергосистема 3. Калужская ТЭС уголь - - - - - 1 К-225-130 225 2 К-225-130 450 (но-Калужская область подмос- вая) ковный

Итого по станции - - 225 450

Костромская энергосистема 4. Костромская ГРЭС газ 8 К-300-240 2400 8 К-300-240 2480 4 К-300-240 1220 - - -

Костромская газ 1 К-1200-240 1200 1 К-1200-240 1200 - - - - -

область, газ - - - 1 ПГУ-800 800 3 ПГУ-800 2400 4 ПГУ-800 3200

г. Волгореченск

Итого по станции 3600 4480 3620 3200

Липецкая энергосистема 5. Липецкая ТЭЦ-2 газ, 1 ПТ-135-130 135 1 ПТ-135-130 135 1 ПТ-135-130 135 1 ПТ-135-130 135

г. Липецк домен-

ный газ
 газ, 2 ПТ-80-130 160 2 ПТ-80-130 160 2 ПТ-80-130 160 2 ПТ-80-130 160
 домен-
 ный газ
 газ, 2 Т-110-130 220 2 Т-110-130 220 2 Т-110-130 220 2 Т-110-130 220
 домен-
 ный газ
 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, газ 1 ПТ-9-90 9 1 ПТ-9-90 9 1 ПТ-9-90 9 1 ПТ-9-90 9
 г. Электрогорск 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 уголь, 2 К-300-240 600 2 К-300-240 600 2
 К-300-240 600 2 К-300-240 600
 Московская область, газ
 г. Кашира 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 газ, 3 К-200-130 600 3 К-200-130 600 3
 К-200-130 600 3 К-200-130 600
 Московская область, уголь,
 г. Шатура торф
 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 уголь - - - - - 1 К-330-240 330 1 К-330-240 330
 вариант кузнец-
 (дополнительная кий
 мощность)
 Итого по станции 1100 1500 1830 1830
 (максимальный
 вариант) 9. ТЭЦ-8 газ 1 Р-25-130 25 1 Р-25-130 25 - - - - -
 г. Москва 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 10. ТЭЦ-12 газ 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120 2
 ПТ-60-130 120
 г. Москва 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 газ 1 Т-30-90 30 1 Т-30-90 30 - - - - -
 г. Москва 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 газ 1 Т-60-130 60 1 Т-60-130 60 - - - - -
 г. Москва 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 газ 3 Т-30-90 90 3 Т-30-90 90 1 Т-30-90 30 - - -
 г. Москва 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 газ 1 Т-100-130 100 1 Т-100-130 100 1 Т-100-130 100 1
 Т-100-130 100
 г. Москва 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 2 ДГА-5 10 2 ДГА-5 10 2 ДГА-5 10 2 ДГА-5 10
 топлива
 Итого по станции 1350 1800 1800 1800 15. ТЭЦ-22 уголь, 3 Т-240-240 720 3 Т-240-240 720 2 Т-240-240
 480 2 Т-240-240 480
 Московская область, газ
 г. Дзержинский -"- 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, - - - - - 1 Т-250-240 250 1 Т-250-240 250
 газ
 без - - - - - 1 ТГУ-12 12 1 ТГУ-12 12
 топлива
 Итого по станции 1300 1340 1362 1362 16. ТЭЦ-23 газ 3 Т-100-130 300 2 Т-100-130 200 2 Т-100-130 200
 2 Т-100-130 200
 г. Москва 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 - - - - - 1 ТГУ-12 12 1 ТГУ-12 12
 топлива
 Итого по станции 1410 1420 1432 1432 17. ТЭЦ-25 газ 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130
 120 2 ПТ-60-130 120
 г. Москва 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 - - - - - 1 ТГУ-12 12 1 ТГУ-12 12

топлива

Итого по станции 1370 1370 1782 1782 18. ТЭЦ-26 Южная газ 2 ПТ-80-130 160 2 ПТ-100-130 200 2
ПТ-100-130 200 2 ПТ-100-130 200

г. Москва 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 - - - - - 1 ТГУ-12 12 1 ТГУ-12 12

топлива

Итого по станции 1410 1850 1862 1862 19. ТЭЦ-27 Северная газ 2 ПТ-80-130 160 2 ПТ-80-130 160 2
ПТ-80-130 160 2 ПТ-80-130 160

Московская область, газ - - - 3 ПГУ(Т)-450 1350 3 ПГУ(Т)-450 1350 3 ПГУ(Т)-450 1350

г. Мытищи без - - - - - 1 ТГУ-12 12 1 ТГУ-12 12

топлива

Итого по станции 160 1510 1522 1522 20. Петровская ТЭС уголь - - - - - 1 К-660-300 660 2 К-660-300
1320 (но- Московская область, кузнец- вая) 8 км на кий

северо-восток от

г. Шатура

Итого по станции - - 660 1320

Максимальный уголь - - - - - 3 К-660-300 1320 2 К-660-300 1320

вариант кузнец-

(дополнительная кий

мощность)

Итого по станции - - 1980 2640

(максимальный

вариант) 21. ГТУ газ - - - 1 ГТ-200 200 2 ГТ-200 400 2 ГТ-200 400 (но- "Молжаниновка" вая) Московская
область

Итого по станции - 200 400 400

Нижегородская энергосистем 22. Дзержинская ТЭЦ газ 1 ПТ-60-130 60 1 ПТ-60-130 60 1 ПТ-60-130 60
1 ПТ-60-130 60

Нижегородская газ 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80

область, газ 1 Т-45-90 45 1 Т-45-90 45 1 Т-45-90 45 1 Т-45-90 45

г. Дзержинск 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 23. ТЭЦ Горьковского газ, 1 Р-25-90 25 1 Р-25-90 25 1 Р-25-90 25 1
Р-25-90 25

автомобильного завода мазут

г. Нижний Новгород газ, 3 Т-25-90 75 3 Т-25-90 75 3 Т-25-90 75 3 Т-25-90 75

мазут

газ, 3 Т-100-130 300 3 Т-100-130 300 3 Т-100-130 300 3 Т-100-130 300

мазут

газ, 3 ПТ-60-130 180 3 ПТ-60-130 180 3 ПТ-60-130 180 3 ПТ-60-130 180

мазут

Итого по станции 580 580 580 580 24. Нижегородская ТЭЦ газ - - - - - 3 ПГУ(Т)-325 975 3 ПГУ(Т)-325
975 (но- г. Нижний Новгород вая)

Итого по станции - - 975 975

Рязанская энергосистема 25. Рязанская ГРЭС газ, 4 К-260-240 1050 4 К-260-240 1050 4 К-260-240 1050

4 К-260-240 1050

Рязанская область, уголь

г. Новомичуринск газ 2 К-800-240 1600 2 К-800-240 1600 - - - - -

уголь - - - - - 1 К-330-240 330 1 К-330-240 330

без - - - - - 2 ДГА-5 10 2 ДГА-5 10

топлива

уголь - - - - - 1 К-660-300 660 2 К-660-300 1320

Итого по станции 2650 2650 2050 2710

Максимальный уголь - - - - - 1 К-660-300 660 - - -

вариант

(дополнительная

мощность)

Итого по станции 2650 2650 2710 2710

(максимальный

вариант) 26. Новорязанская ТЭЦ газ 2 ПТ-25-90 50 2 ПТ-25-90 50 2 ПТ-25-90 50 2 ПТ-25-90 50

Рязанская область газ 2 Р-25-90 50 2 Р-25-90 50 2 Р-25-90 50 2 Р-25-90 50

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 газ, 3 К-210-130 630 3 К-210-130 630 3 К-210-130 630

3 К-210-130 630

Смоленская область, уголь,

пос. Озерный торф

уголь, - - - - - 1 К-330-240 330 1 К-330-240 330

торф

Итого по станции 630 630 960 960

Тамбовская энергосистема 28. Мучкапская ТЭС (но- Тамбовская область вая)

Максимальный уголь - - - - - 1 К-660-300 660 3 К-660-300 1980

вариант кузнец-

кий

Итого по станции - - 660 1980

(максимальный

вариант)

Тверская энергосистема 29. Конаковская ГРЭС газ 8 К-300-240 2400 8 К-300-240 2400 - - - - -

г. Конаково, газ - - - - - 3 ПГУ-400 1200 4 ПГУ-400 1600

Тверская область газ - - - - - 2 ПГУ-400 800 2 ПГУ-400 800

Итого по станции 2400 2400 2000 2400

Максимальный газ - - - - - 1 ПГУ-400 400 - - -

вариант

(дополнительная

мощность)

Итого по станции 2400 2400 2400 2400

(максимальный

вариант)

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, уголь 2 К-300-240 600 2 К-300-240 600 2 К-300-240 600 2 К-300-240 600

г. Суворов 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 уголь - - - - - 3 К-225-130 675 2 К-225-130 450

вариант

(дополнительная

мощность)

Итого по станции 1425 1910 2390 2390

(максимальный

вариант)

Ярославская энергосистема 31. Ярославская ТЭЦ-2 газ 1 ПТ-30-90 30 - - - - -

г. Ярославль 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

Блокстанции.

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 | По состоянию | 2006-2010 годы | 2011-2015 годы | 2016-2020 годы

| топлива | на 2006 год | | |

| +-----+-----+-----+-----+-----

| |коли-| тип |уста-|коли-| тип |уста-|коли-| тип |уста-|коли-| тип |уста-

| |чест-| блока |нов- |чест-| блока |нов- |чест-| блока |нов- |чест-| блока |нов-

| | во | |лен- | во | |лен- | во | |лен- | во | |лен-

| |бло- | | |на | |бло- | | |на | |бло- | | |на | |бло- | | |на

| | |ков | |мощ- | |ков | |мощ- | |ков | |мощ- | |ков | |мощ-

| | | |нось | | |нось | | |нось | | |нось

| | | | |на | | |на | | |на

| | | | |2010 | | |2015 | | |2020

| | | | |год | | |год | | |год -----

Марийская энергосистема 1. Йошкар-Олинская ТЭЦ газ 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80
1 ПТ-80-130 80

Республика Марий Эл, газ 1 Т-115-130 115 1 Т-115-130 115 1 Т-115-130 115 1 Т-115-130 115

г. Йошкар-Ола газ - - - - - 3 ПГУ(Т)-115 345

Итого по станции 195 195 195 540

Мордовская энергосистема 2. Мордовская ГРЭС (но- Республика Мордовия вая)

Максимальный вариант уголь - - - - - 3 К-660-300 1980 4 К-660-300 2640

канско-

ачинский

Итого по станции - - 1980 2640

(максимальный
вариант)

Пензенская энергосистема 3. Никольская ГРЭС (но- Пензенская область, вая) в 90 км
северо-восточнее

г. Пенза

Максимальный вариант уголь - - - - - 2 К-660-300 1320 4 К-660-300 2640

канско-
ачинский

Итого по станции - - 1320 2640

(максимальный
вариант)

Самарская энергосистема 4. Новокуйбышевская газ 2 ПТ-50-130 100 2 ПТ-50-130 100 2 ПТ-50-130 100 -
- -

ТЭЦ-2 газ 2 Р-25-130 50 2 Р-25-130 50 2 Р-25-130 50 2 Р-25-130 50

Самарская область, газ 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120 - - -

г. Новокуйбышевск 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, 2 ПТ-65-130 130 2 ПТ-65-130 130 2
ПТ-65-130 130 2 ПТ-65-130 130

Самарская область, уголь

г. Тольятти газ, 1 Р-50-130 50 1 Р-50-130 50 1 Р-50-130 50 1 Р-50-130 50

уголь

газ, 2 Р-35-130 70 2 Р-35-130 70 2 Р-35-130 70 2 Р-35-130 70

уголь

газ, 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80

уголь

газ, 2 Т-100-130 200 2 Т-110-130 220 2 Т-110-130 220 2 Т-110-130 220

уголь

газ, 2 Р-90-130 180 2 Р-90-130 180 2 Р-90-130 180 2 Р-90-130 180

уголь

Итого по станции 710 730 730 730 6. ТЭЦ Волжского газ 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 125 2 ПТ-60-130
125 - - -

автомобильного газ 4 Т-105-130 420 4 Т-105-130 430 4 Т-105-130 430 2 Т-105-130 210

Самарская область, газ 2 Т-110-130 220 2 Т-110-130 220 2 Т-110-130 220 2 Т-110-130 220

г. Тольятти 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, газ 2 Р-50-130 100 2 Р-50-130 100 2 Р-50-130 100 2 Р-50-130 100

г. Балаково 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 газ 4 Т-110-130 440 4 Т-110-130 440 4
Т-110-130 440 4 Т-110-130 440
г. Саратов газ - - - - - 1 ПГУ(Т)-200 200
Итого по станции 440 440 440 640
Татарская энергосистема 9. Заинская ГРЭС газ 12 К-200-130 2400 12 К-200-130 2400 7 К-200-130 1400
- - -
Республика газ - - - - - 2 ПГУ-400 800 6 ПГУ-400 2400
Татарстан, г. Заинск
Итого по станции 2400 2400 2200 2400 10. Казанская ТЭЦ-3 газ 1 ПТ-60-130 60 1 ПТ-60-130 60 1
ПТ-60-130 60 - - -
г. Казань 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 - - -
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- газ 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120 - - - - -
Челнинская ТЭЦ газ 2 Т-105-130 210 2 Т-105-130 210 2 Т-105-130 210 - - -
Республика газ 4 Т-110-130 440 4 Т-110-130 440 4 Т-110-130 440 1 Т-110-130 110
Татарстан, газ 1 Р-50-130 50 1 Р-50-130 50 1 Р-50-130 50 1 Р-50-130 50
г. Набережные Челны 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 газ 3 ПТ-60-130 180 3 ПТ-60-130 180 2
ПТ-60-130 120 - - -
Республика газ 5 Р-70-130 350 5 Р-70-130 350 5 Р-70-130 350 5 Р-70-130 350
Татарстан, газ 2 Т-105-130 210 2 Т-105-130 210 2 Т-105-130 210 1 Т-105-130 105
г. Нижнекамск 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 газ 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80
Республика, газ 1 Т-110-130 110 1 Т-110-130 110 1 Т-110-130 110 1 Т-110-130 110
г. Чебоксары 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 | По состоянию | 2006-2010 годы | 2011-2015 годы | 2016-2020 годы

| топлива | на 2006 год | |

| +-----+-----+-----+-----

| |коли-| тип |уста-|коли-| тип |уста-|коли-| тип |уста-|коли-| тип |уста-

| |чест-| блока |нов- |чест-| блока |нов- |чест-| блока |нов- |чест-| блока |нов-

| | во | |лен- | во | |лен- | во | |лен- | во | |лен-

| |бло- | | ная |бло- | | ная |бло- | | ная |бло- | | ная

| | ков | |мощ- | ков | |мощ- | ков | |мощ- | ков | |мощ-

| | | |нось | | |нось | | |нось | | |нось

| | | | | на | | | на | | | на

| | | | | 2010 | | 2015 | | 2020

| | | | | год | | | год | | | 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 газ 1 Т-48-130 48 1 Т-48-130 48 1 Т-48-130 48 - - -

область, газ 2 Т-97-130 194 2 Т-97-130 194 2 Т-97-130 194 - - -

г. Волжский 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. Камышинская ТЭС (но- Волгоградская вая) область

Максимальный вариант местные - - - - - 2 К-660-300 1320 2 К-660-300 1320

угли

Итого по станции - - 1320 1320

(максимальный

вариант)

Кубанская энергосистема 4. Краснодарская ТЭЦ газ 1 Р-20-90 20 1 Р-20-90 20 - - - - -

Краснодарский край, газ 1 Р-22-90 22 - - - - -

г. Краснодар 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. Мостовская ТЭС газ - - - - - 2 ПГУ-400 800 (но-
(Краснодарская) вая) Краснодарский край,
пос. Мостовский

Итого по станции - - - 800

Максимальный вариант газ - - - - - 1 ПГУ-400 400 2 ПГУ-400 800
(дополнительная
мощность)

Итого по станции - - 400 1600
(максимальный
вариант) 6. Новороссийская ТЭС газ - - - - - 1 ПГУ(Т)-200 200 1 ПГУ(Т)-200 200 (но- Краснодарский
край, газ - - - - - 1 ПГУ-200 200 1 ПГУ-200 200 вая) г. Новороссийск

Итого по станции - - 400 400

Ростовская энергосистема 7. Новочеркасская ГРЭС уголь, 8 К-264-240 2112 8 К-264-240 2112 7
К-264-240 1848 7 К-264-240 1848

Ростовская область, газ
г. Новочеркасс, пос. Донской уголь - - - - - 1 К-330-240 330 1 К-330-240 330
донецкий

Итого по станции 2112 2112 2178 2178

Максимальный вариант уголь - - - - - 1 К-330-240 330
(дополнительная донецкий
мощность)

Итого по станции 2112 2112 2178 2508
(максимальный
вариант) 8. Ростовская ТЭС (но- Ростовская область, вая)

Максимальный вариант уголь - - - - - 4 К-330-240 1320 8 К-330-240 2640
донецкий

Итого по станции - - 1320 2640
(максимальный
вариант)

Ставропольская энергосистема 9. Ставропольская ГРЭС газ 8 К-300-240 2400 8 К-300-240 2400 4
К-300-240 1200 - - -

Ставропольский край, газ - - - 1 ПГУ-400 400 3 ПГУ-400 1200 6 ПГУ-400 2400
г. Солнечнодольск

Итого по станции 2400 2800 2400 2400

Максимальный вариант газ - - - - - 1 ПГУ-400 400 - - -
(дополнительная
мощность)

Итого по станции 2400 2800 2800 2400
(максимальный
вариант) 10. Невинномысская ГРЭС газ 2 ПТ-25-90 50 - - - - -

Ставропольский край, газ 5 К-150-130 750 5 К-150-130 750 1 К-150-130 150 - - -

г. Невинномысск 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 | По состоянию на 2006 год | 2006-2010 годы | 2011-2015 годы | 2016-2020 годы

| топлива +-----+-----+-----+-----

| | коли-| тип | уста- | коли-| тип | уста- | коли-| тип | уста- | коли-| тип | уста-

| | чест-| блока | новлен-| чест-| блока | нов- | чест-| блока | новлен-| чест-| блока | нов-

| | во | | ная | во | | ленная | во | | ная | во | | лен-

| | бло- | | мощ- | бло- | | мощ- | бло- | | мощ- | бло- | | ная

| | ков | | ность | ков | | ность | ков | | ность | ков | | мощ-

| | | | | | на 2010 | | на 2015 | | ность

| | | | | | год | | | год | | на

| | | | | | | | | | 2020

| | | | | | | | | | год -----

Башкирская энергосистема 1. Кармановская ГРЭС газ, 6 К-300-240 1800 6 К-300-240 1800 2 К-300-240 600 - - -

Республика мазут

Башкортостан, газ - - - - - 3 ПГУ-400 1200 4 ПГУ-400 1600

Янаульский район,

п. Карманово

Итого по станции 1800 1800 1800 1600 2. Стерлитамакская газ, 2 ПР-30-90 60 2 ПР-30-90 60 2

ПР-30-90 60 2 ПР-30-90 60

ТЭЦ мазут

Республика газ, 1 ПТ-25-90 25 1 ПТ-25-90 25 1 ПТ-25-90 25 1 ПТ-25-90 25

Башкортостан, мазут

г. Стерлитамак газ, 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120

мазут

газ, 1 Р-6-90 6 1 Р-6-90 6 1 Р-6-90 6 1 Р-6-90 6

мазут

газ, 4 Р-50-130 200 4 Р-50-130 200 4 Р-50-130 200 4 Р-50-130 200

мазут

газ, 1 Т-100-130 100 1 Т-100-130 100 1 Т-100-130 100 1 Т-100-130 100

мазут

Итого по станции 511 511 511 511 3. Ново-Салаватская газ, 1 ПТ-50-130 50 1 ПТ-50-130 50 1 ПТ-50-130

50 1 ПТ-50-130 50

ТЭЦ мазут

Республика газ, 1 Т-50-130 50 1 Т-50-130 50 1 Т-50-130 50 1 Т-50-130 50

Башкортостан, мазут

г. Салават газ, 2 Р-40-130 80 2 Р-40-130 80 2 Р-40-130 80 2 Р-40-130 80

мазут

газ, 1 Р-80-130 80 1 Р-80-130 80 1 Р-80-130 80 1 Р-80-130 80

мазут

газ, 2 ПТ-135-130 270 2 ПТ-135-130 270 2 ПТ-135-130 270 2 ПТ-135-130 270

мазут

Итого по станции 530 530 530 530 4. Уфимская ТЭЦ-2 газ, 2 Р-7-29 14 2 Р-7-29 14 2 Р-7-29 14 2 Р-7-29 14

Республика мазут

Башкортостан, газ, 1 Р-12-29 12 1 Р-12-29 12 1 Р-12-29 12 1 Р-12-29 12

г. Уфа мазут

газ, 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120

мазут

газ, 1 Т-100-130 100 1 Т-100-130 100 1 Т-100-130 100 1 Т-100-130 100

мазут

газ, 2 Т-110-130 220 2 Т-110-130 220 2 Т-110-130 220 2 Т-110-130 220

мазут

газ - - - - - 1 ПГУ(Т)-170 170 1 ПГУ(Т)-170 170

Итого по станции 466 466 622 622

Кировская энергосистема 5. Кировская ТЭЦ-5 газ, 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80

Кировская уголь

область, газ, 2 Т-185-130 370 2 Т-185-130 370 2 Т-185-130 370 2 Т-185-130 370

г. Киров уголь

газ - - - - - 1 ПГУ(Т)-250 250

Итого по станции 450 450 450 700

Курганская энергосистема 6. Курганская ТЭЦ газ 1 Р-30-130 30 1 Р-30-130 30 - - - - -

Кировская газ 1 ПТ-50-130 50 1 ПТ-50-130 50 1 ПТ-50-130 50 1 ПТ-50-130 50

область, газ 4 Т-100-130 400 4 Т-100-130 400 4 Т-100-130 400 4 Т-100-130 400

г. Курган 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 газ - - - - - 2 ПГУ-400 800 3 ПГУ-400 1200

область,

Новоорский район,

пос. Энергетик

Итого по станции 2400 2400 2300 2100 8. ПГУ в (но- Оренбургской вая) области

Район Зайкинского

газоперерабатыва-

ющего предприятия

Максимальный попут- - - - - 2 ПГУ-400 800 2 ПГУ-400 800

вариант ный

нефтя-

ной газ

Итого по станции - - 800 800

(максимальный

вариант)

Пермская энергосистема 9. Яйвинская ГРЭС газ 4 К-150-130 600 4 К-150-130 600 4 К-150-130 600 4 К-150-130 600

Пермский край, газ - - - 1 ПГУ-400 400 1 ПГУ-400 400 1 ПГУ-400 400

пос. Яйва

Итого по станции 600 1000 1000 1000 10. Пермская ГРЭС газ 3 К-800-240 2400 3 К-800-240 2400 - - - - -

-

Пермский край, газ - - - 1 ПГУ-800 800 3 ПГУ-800 2400 3 ПГУ-800 2400

г. Добрянка

Итого по станции 2400 3200 2400 2400 11. Пермская ТЭЦ-9 газ 1 ПТ-25-90 25 1 ПТ-25-90 25 - - - - -

Пермский край, газ 1 ПТ-30-90 30 1 ПТ-30-90 30 - - - - -

г. Пермь 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 газ, 2 ПТ-60-130 120 2 ПТ-60-130 120 2

ПТ-60-130 130 2 ПТ-60-130 130

Пермский край, уголь

г. Чайковский газ, 1 Р-50-130 50 1 Р-50-130 50 1 Р-50-130 50 1 Р-50-130 50

уголь

без - - - 1 Т-50-16 50 1 Т-50-16 50 1 Т-50-16 50

топлива

уголь - - - - - 1 ПТ-45-130 45

уголь - - - - - 2 Т-115-130 230

Итого по станции 170 220 230 505 13. Новая ТЭЦ в газ - - - - - 4 ПГУ(Т)-100 400 4 ПГУ(Т)-100 400 (но-

Березниках вая) Пермский край,

г. Березники

Итого по станции - - 400 400

Свердловская энергосистема 14. Рефтинская ГРЭС уголь 6 К-300-240 1800 6 К-300-240 1800 6

К-300-240 1800 6 К-300-240 1800

Свердловская уголь 4 К-500-240 2000 4 К-500-240 2000 4 К-500-240 2000 4 К-500-240 2000

область, уголь - - - - - 1 К-660-300 660 1 К-660-300 660

г. Асбест кузнец-

кий

Итого по станции 3800 3800 4460 4460

Максимальный уголь - - - - - 1 К-660-300 660 1 К-660-300 660

вариант

(дополнительная

мощность)

Итого по станции 3800 3800 5120 5120

(максимальный

вариант) 15. Верхне-Тагильская газ, 4 Т-88-90 352 4 Т-88-90 352 4 Т-88-90 352 - - -

ГРЭС Свердловская уголь

область, газ, 2 К-100-90 200 2 К-100-90 200 - - - - -

г. Верхний Тагил уголь

газ, 2 К-165-130 330 2 К-165-130 330 2 К-165-130 330 - - -

уголь

газ 3 К-205-130 615 3 К-205-130 615 - - - - -

уголь - - - - - 2 К-330-240 660 2 К-330-240 660

кузнец-

кий

газ ----- 1 ПГУ-400 400
уголь ----- 3 Т-115-130 345
кузнец-
кий
Итого по станции 1497 1497 1342 1405
Максимальный газ ----- 1 ПГУ-400 400 ---
вариант
(дополнительная
мощность)
Итого по станции 1497 1497 1742 1405
(максимальный
вариант) 16. Средне-Уральская газ 2 Р-16-29 32 1 Р-16-29 16 1 Р-16-29 16 1 Р-16-29 16
ГРЭС Свердловская газ 1 ПР-46-29 46 1 ПР-46-29 46 1 ПР-46-29 46 1 ПР-46-29 46
область, газ 2 Т-100-130 200 2 Т-100-130 200 2 Т-100-130 200 2 Т-100-130 200
г. Среднеуральск 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, 3 К-50-90 150 3 К-50-90 150 ----
--
Свердловская уголь
область, г. Серов газ, 2 Т-88-90 176 2 Т-88-90 176 -----
уголь
газ, 2 К-100-90 200 2 К-100-90 200 -----
уголь
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. Серовская ТЭС-2 уголь ----- 2 К-330-240 660 2 К-330-240 660
(но- Свердловская кузнец- вая) область кий
Итого по станции - - 660 660 19. Нижнетуринская уголь, 2 Р-10-130 20 2 Р-10-130 20 2 Р-10-130 20 2
Р-10-130 20
ТЭЦ газ
Свердловская уголь, 3 Т-88-90 264 3 Т-88-90 264 2 Т-88-90 176 ---
область, газ
г. Нижняя Тура 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 газ 5 Т-110-130 550 5 Т-110-130 550 5
Т-110-130 550 5 Т-110-130 550
ТЭЦ
Свердловская газ ----- 1 ПГУ(Т)-250 250 1 ПГУ(Т)-250 250
область,
г. Екатеринбург
Итого по станции 550 550 800 800 21. Новобогословская уголь --- 1 Т-208-130 208 5 Т-208-130 1040 5
Т-208-130 1040 (но- ТЭЦ кузнец- вая) Свердловская кий
область,
г. Краснотуринск

Итого по станции - 208 1040 1040 22. Талицкая ТЭС (но- Свердловская вая) область
Максимальный уголь - - - - - 2 К-660-300 1320 2 К-660-300 1320
вариант кузнец-
кий
Итого по станции - 208 1320 1320
(максимальный
вариант)
Тюменская энергосистема 23. Сургутская ГРЭС-1 газ 1 П-12-35 12 1 П-12-35 12 1 П-12-35 12 1 П-12-35
12
Тюменская газ 1 Т-178-130 178 1 Т-178-130 178 1 Т-178-130 178 1 Т-178-130 178
область, газ 2 Т-180-130 360 2 Т-180-130 360 2 Т-180-130 360 2 Т-180-130 360
г. Сургут 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 газ 6 К-800-240 4800 6 К-800-240 4800 -
- - - - -
Тюменская газ - - - 2 ПГУ-400 800 2 ПГУ-400 800 2 ПГУ-400 800
область, газ - - - - - 6 ПГУ-800 4800 6 ПГУ-800 4800
г. Сургут
Итого по станции 4800 5600 5600 5600 25. Уренгойская ТЭС-2 газ - - - - - 3 ПГУ-400 1200 3 ПГУ-400
1200
Тюменская
область,
Новый Уренгой,
п. Лимбяха
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 газ 1 К-215-130 215 1 К-215-130 215 1 К-215-130 215 1 К-215-130 215
область, газ - - - - - 1 ПГУ(Т)-450 450 1 ПГУ(Т)-450 450
г. Тюмень
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 газ 1 ПГУ(Т)-190 190 2 ПГУ(Т)-190 380 3 ПГУ(Т)-190 570 3 ПГУ(Т)-190 570
область,
г. Тюмень
Итого по станции 472 662 852 852 28. Нижневартовская газ 2 К-800-240 1600 2 К-800-240 1600 2
К-800-240 1600 1 К-800-240 800
ГРЭС Тюменская газ - - - 1 ПГУ-800 800 2 ПГУ-800 1600 3 ПГУ-800 2400
область,
пос. Излучинский
Нижневартовского
района
Итого по станции 1600 2400 3200 3200 29. Няганьская ТЭС газ - - - 1 ПГУ-400 400 3 ПГУ-400 1200 3
ПГУ-400 1200 (но- Ханты-Мансийский вая) автономный округ -
Югра, г. Нягань
Итого по станции - 400 1200 1200 30. Тобольская ТЭЦ газ 1 ПТ-135-130 135 1 ПТ-135-130 135 1
ПТ-135-130 135 1 ПТ-135-130 135
Тюменская газ 1 Т-175-130 175 1 Т-175-130 175 1 Т-175-130 175 1 Т-175-130 175
область, газ 1 Р-142-130 142 1 Р-142-130 142 1 Р-142-130 142 1 Р-142-130 142

г. Тобольск газ - - - 1 К-210-140 210 1 К-210-140 210 1 К-210-140 210
Итого по станции 452 662 662 662 31. ПГУ в Тарко-Сале газ - - - - - 3 ПГУ-400 1200 3 ПГУ-400 1200 (но-
Ямало-Ненецкий вая) автономный округ
Итого по станции - - 1200 1200
Удмуртская энергосистема 32. Вавожская ТЭС (но- Удмуртская вая) Республика
Максимальный уголь - - - - - 2 К-660-300 1320 2 К-660-300 1320
вариант кузнец-
кий
Итого по станции - - 1320 1320
(максимальный
вариант)
Челябинская энергосистема 33. Троицкая ГРЭС уголь 3 Т-85-90 255 3 Т-85-90 255 3 Т-85-90 255 - - -
Челябинская уголь 3 К-278-240 834 3 К-278-240 834 3 К-278-240 834 3 К-278-240 834
область, уголь 2 К-485-240 970 2 К-485-240 970 2 К-485-240 970 2 К-485-240 970
г. Троицк уголь - - - - - 2 К-660-300 1320 2 К-660-300 1320
кузнец-
кий
уголь - - - - - 3 Т-115-130 345
кузнец-
кий
Итого по станции 2059 2059 3379 3469 34. Южно-Уральская газ, 2 К-50-90 100 - - - - -
ГРЭС уголь
Челябинская газ, 1 П-35-90 35 - - - - -
область, уголь
г. Южноуральск газ, 1 К-100-90 100 1 К-100-90 100 - - - - -
уголь
газ, 2 Т-82-90 164 2 Т-82-90 164 - - - - -
уголь
газ 2 К-200-130 400 2 К-200-130 400 - - - - -
газ, 1 ПТ-83-90 83 1 ПТ-83-90 83 1 ПТ-83-90 83 1 ПТ-83-90 83
уголь
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 уголь - - - - - 1 К-660-300 660 1 К-660-300 660
вариант
(дополнительная
мощность)
Итого по станции 882 972 1753 1753
(максимальный
вариант) 35. Челябинская ТЭЦ-3 газ 2 Т-180-130 360 2 Т-180-130 360 2 Т-180-130 360 2 Т-180-130 360
Челябинская газ - - - 1 ПГУ(Т)-220 220 1 ПГУ(Т)-220 220 1 ПГУ(Т)-220 220
область,
г. Челябинск
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 | По состоянию | 2006-2010 годы | 2011-2015 годы | 2016-2020 годы

| топлива | на 2006 год | | |

| +-----+-----+-----+-----+-----

| |коли-| тип |уста-|коли-| тип |уста-|коли-| тип |уста-|коли-| тип |уста-

| |чест-| блока |нов- |чест-| блока |нов- |чест-| блока |нов- |чест-| блока |нов-

| | во | |лен- | во | |лен- | во | |лен- | во | |лен-

| |бло- | | ная |бло- | | ная |бло- | | ная |бло- | | ная

| | ков | |мощ- | ков | |мощ- | ков | |мощ- | ков | |мощ-

| | | |нось| | |нось| | |нось| | |нось|

| | | | | |на | | |на | | |на

| | | | | |2010 | |2015 | |2020

| | | | | |год | | |год | | |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, уголь 1 Т-30-90 30 1 Т-30-90 30 1 Т-30-90 30 1 Т-30-90 30

г. Бийск 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. Барнальская 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, уголь 2 Т-175-130 350 2 Т-175-130 350 2 Т-175-130 350 2 Т-175-130 350

г. Барнаул уголь - - - - - 1 Т-180-130 180

кузнец-

кий

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, уголь 2 К-180-130 360 1 К-180-130 180 1 К-180-130 180 1 К-180-130 180

г. Гусиноозерск 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. Олонь-Шибирская ТЭС уголь - - - - - 4 К-900 ССК 3600 4

К-900 ССК 3600 (но- Республика Бурятия, олонь- вая) Бурятский шибир-
национальный округ ский

Итого по станции - - 3600 3600

Иркутская энергосистема 5. Иркутская ГРЭС-10 уголь 7 К-150-130 1050 7 К-150-130 1050 7 К-150-130 1050 7 К-150-130 1050

Иркутская область, уголь 1 ПТ-60-90 60 1 ПТ-60-90 60 1 ПТ-60-90 60 1 ПТ-60-90 60

г. Ангарск

Итого по станции 1110 1110 1110 1110 6. Иркутская ТЭЦ-9 уголь 2 ПТ-50-130 100 2 ПТ-50-130 100 2

ПТ-50-130 100 2 ПТ-50-130 100

Иркутская область, уголь 2 Р-50-130 100 2 Р-50-130 100 1 Р-50-130 50 1 Р-50-130 50

г. Ангарск 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, уголь 2 Т-175-130 350 2 Т-175-130 350 2 Т-175-130 350 2 Т-175-130 350
 р. п. Марково 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, уголь 1 Р-10-130 10 1 Р-10-130 10 1 Т-30/50 50 1 Т-30/50 50
 г. Усть-Илимск 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 9. Ново-Зиминская ТЭЦ уголь 3 ПТ-80-130 240 2 ПТ-80-130 160 - - - -
 - -
 Иркутская область, уголь - - - 1 Тп-100-130 110 3 Тп-100-130 330 3 Тп-100-130 330
 г. Зима уголь - - - - - 1 ПТ-100-130 100 1 ПТ-100-130 100
 иркут-
 ский
 уголь - - - - - 1 К-330-240 330
 иркут-
 ский
 Итого по станции 240 270 430 760
 Максимальный уголь - - - - - 1 К-330-240 330 - -
 вариант иркут-
 ский
 Итого по станции 240 270 760 760
 (максимальный
 вариант) 10. ГТУ на севере попут- - - - - 3 ГТУ-75 225 4 ГТУ-75 300 (но- Иркутской области ный вая)
 Усть-Кутский или нефтя-
 Киренский район ной газ
 Итого по станции - - 225 300
 Максимальный попут- - - - - 1 ГТУ-75 75 4 ГТУ-75 300
 вариант ный
 нефтя-
 ной газ
 Итого по станции - - 300 600
 (максимальный
 вариант) 11. Верхнечонская ГТУ (но- Иркутская область, вая) район Верхнечонского
 нефтегазоконденсат-
 ного месторождения
 Максимальный попут- - - - - 1 ГТУ-200 200 1 ГТУ-200 200
 вариант ный
 нефтя-
 ной газ
 -" - - - - - 1 ГТУ-400 400 1 ГТУ-400 400
 Итого по станции - - 600 600
 (максимальный
 вариант) 12. Байкальская ТЭС уголь - - - - - 1 К-330-240 330 2 К-330-240 330 (но- Иркутская область,
 тулун- вая) Тулунский район ский

Итого по станции - - 330 660

Максимальный уголь - - - - - 1 К-660-240 660

вариант тулун-

(дополнительная
мощность)

Итого по станции - - 330 1320

(максимальный

вариант) 13. ТЭС на газе в газ - - - - - 1 ПГУ-450 450 (но- г. Иркутск вая)

Итого по станции - - - 450

Максимальный газ - - - - - 1 ПГУ-450 450

вариант

(дополнительная
мощность)

Итого по станции - - - 900

(максимальный

вариант)

Кузбасская энергосистема 14. Беловская ГРЭС уголь 6 К-200-130 1200 5 К-200-130 1000 4 К-200-130 800 4 К-200-130 800

Кемеровская уголь - - - 1 К-200-130 200 2 К-200-130 400 2 К-200-130 400

область,

пгт Инской

Итого по станции 1200 1200 1200 1200 15. Томь-Усинская ГРЭС уголь 3 К-100-90 300 3 К-100-90 300 3 К-100-90 300 1 К-100-90 100

Кемеровская уголь 2 Т-86-90 172 2 Т-86-90 172 2 Т-86-90 172 - - -

область, г. Мыски 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 - - - - - 1 Т-115-130 115

кузнец-

кий

уголь - - - - - 2 Т-100-90 200

кузнец-

кий

Итого по станции 1272 1272 2592 2535 16. Южно-Кузбасская уголь 2 Т-88-90 176 2 Т-88-90 176 2 Т-88-90 176 2 Т-88-90 176

ГРЭС Кемеровская уголь 5 К-53-90 265 5 К-53-90 265 2 К-53-90 106 - - -

область, г. Калтан уголь 1 КТ-113-90 113 1 КТ-113-90 113 1 КТ-113-90 113 1 КТ-113-90 113

уголь - - - - - 1 Т-115-130 115 3 Т-115-130 345

кузнец-

кий

Итого по станции 554 554 510 634 17. Кемеровская ГРЭС уголь, 2 Р-35-130 70 1 Р-35-130 35 1 Р-35-130 35 1 Р-35-130 35

Кемеровская газ,

область, коксо-

г. Кемерово вый газ

-"- 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 уголь, 3 Р-50-130 150 3 Р-50-130 150 2
Р-50-130 100 3 Р-50-130 150

ТЭЦ Кемеровская газ

область, уголь, 2 ПТ-50-130 100 2 ПТ-50-130 100 1 ПТ-50-130 50 1 ПТ-50-130 50

г. Кемерово газ

уголь, 1 ПТ-135-130 135 1 ПТ-135-130 135 1 ПТ-135-130 135 1 ПТ-135-130 135

газ

уголь, 1 ПТ-80-130 80 1 ПТ-80-130 80 2 ПТ-80-130 160 2 ПТ-80-130 160

газ

уголь - - 1 Т-115-130 115 1 Т-115-130 115 1 Т-115-130 115

кузнец-

кий

Итого по станции 465 580 560 610 19. Западно-Сибирская уголь, 1 Т-100-130 100 1 Т-100-130 100 - - - -

- -

ТЭЦ коксо-

Кемеровская вый газ

область, уголь, 3 Т-110-130 330 3 Т-110-130 330 4 Т-110-130 440 4 Т-110-130 440

г. Новокузнецк коксо-

вый газ

уголь, 1 Т-50-130 50 1 Т-50-130 50 1 Т-50-130 50 1 Т-50-130 50

кокса-

вый газ

уголь, 1 ПТ-60-130 60 1 ПТ-60-130 60 1 ПТ-60-130 60 1 ПТ-60-130 60

кокса-

вый газ

уголь, 1 Т-60-130 60 1 Т-60-130 60 1 Т-60-130 60 1 Т-60-130 60

кокса-

вый газ

Итого по станции 600 600 610 610 20. Абагурская ТЭС в уголь - - - - - 2 К-330-240 660 (но-
Кузбассе кузнец- вая) Кемеровская область кий

Итого по станции - - - 660

Максимальный уголь - - - - - 2 К-330-240 660 - -

вариант кузнец-

(дополнительная кий

мощность)

Итого по станции - - 660 660

(максимальный

вариант) 21. Новая Кузнецкая ТЭС (но- Кемеровская область вая)

Максимальный уголь - - - - - 1 К-660-240 660 1 К-660-240 660

вариант кузнец-

кий

Итого по станции - - 660 660

(максимальный

вариант) 22. Кузбасская ТЭС (но- Кемеровская область вая)

Максимальный уголь - - - - - 1 К-660-240 660

вариант кузнец-

кий

Итого по станции - - - 660

(максимальный
вариант)

Красноярская энергосистема 23. Назаровская ГРЭС уголь 6 Т-135-130 720 6 Т-135-130 810 6 Т-135-130 810 6 Т-135-130 810

Красноярский край, уголь 1 К-400-240 400 1 К-400-240 400 1 К-400-240 400 1 К-400-240 400

г. Назарово

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, уголь 1 ПТ-50-90 50 1 ПТ-50-90 50 1 ПТ-50-90 50 1 ПТ-50-90 50

г. Зеленогорск 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, уголь - - - 1 К-800-240 800 2 К-800-240 1600 2 К-800-240 1600

г. Шарыпово уголь - - - - - 4 К-660-300 2640

бере-

зовский

Итого по станции 1500 2300 3100 5740 26. Березовская ТЭС-2 (но- Красноярский край, вая) г.

Шарыпово

Максимальный уголь - - - - - 1 К-660-240 660 5 К-660-240 3300

вариант бере-

зовский

Итого по станции - - 660 3300

(максимальный

вариант) 27. Красноярская ТЭЦ-1 уголь 1 Р-25-29 25 - - - - -

Красноярский край, уголь 4 ПТ-25-90 100 3 ПТ-25-90 75 3 ПТ-25-90 75 3 ПТ-25-90 75

г. Красноярск 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 - - - - - 1 ПТ-60-90 60 1 ПТ-60-90 60

канско-

ачинский

Итого по станции 506 456 456 456 28. Красноярская ТЭЦ-3 уголь - - - 2 Т-185-130 370 2 Т-185-130 370 3 Т-185-130 555 (но- Красноярский край, канско- вая) г. Красноярск ачинский

Итого по станции - 370 370 555 29. Канская ТЭС уголь - - - - - 2 К-660-240 1320 (но- Красноярский край канско- вая) ачинский

Итого по станции - - - 1320

Максимальный уголь - - - - - 1 К-660-240 660 3 К-660-240 1980

вариант канско-

(дополнительная ачинский

мощность)

Итого по станции - - 660 3300

(максимальный

вариант)

Новосибирская энергосистема 30. Новосибирская ТЭЦ-5 уголь, 6 Т-200-130 1200 6 Т-200-130 1200 6 Т-200-130 1200 6 Т-200-130 1200

Новосибирская газ

область,

г. Новосибирск

Итого по станции 1200 1200 1200 1200 31. Новосибирская ТЭЦ-3 уголь, 1 Т-17-29 16,5 1 Т-17-29 16,5 - -
- - - -

г. Новосибирск газ

уголь, 1 Р-15-90 15 1 Р-15-90 15 - - - - -

газ

уголь, 2 Р-4-35 8 2 Р-4-35 8 2 Р-4-35 8 2 Р-4-35 8

газ

уголь, 2 Р-25-130 50 2 Р-25-130 50 2 Р-25-130 50 2 Р-25-130 50

газ

уголь, 3 Т-100-130 300 3 Т-100-130 300 - - - - -

газ

уголь, 1 Т-110-130 110 1 Т-110-130 110 4 Т-110-130 440 4 Т-110-130 440

газ

Итого по станции 499,5 499,5 498 498 32. Барабинская ТЭС уголь - - - - - 1 К-660-240 660 (но-
Новосибирская кузнец- вая) область кий или

канско-

ачинский

Итого по станции - - - 660

Максимальный уголь - - - - - 3 К-660-240 1980 5 К-660-240 3300

вариант кузнец-

(дополнительная кий или

мощность) канско-

ачинский

Итого по станции - - 1980 3960

(максимальный

вариант)

Омская энергосистема 33. Омская ТЭЦ-4 газ, 2 Р-50-130 100 2 Р-50-130 100 2 Р-50-130 100 2 Р-50-130
100

Омская область, уголь

г. Омск газ, 2 Т-100-130 200 2 Т-100-130 200 2 Т-100-130 200 2 Т-100-130 200

уголь

газ, 1 Р-100-130 100 1 Р-100-130 100 1 Р-100-130 100 1 Р-100-130 100

уголь

газ, 1 ПТ-135-130 135 1 ПТ-135-130 135 1 ПТ-135-130 135 1 ПТ-135-130 135

уголь

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. Омская ТЭЦ-6 уголь - - - - - 1 Т-300-240 300 2 Т-300-240 600 (но-
Омская область, кузнец- вая) г. Омск кий

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, уголь - - - - - 2 Т-185-130 370

г. Томск кузнец-

кий

||| ||| 2010 ||| 2015 ||| 2020

||| ||| год ||| год ||| год -----

Дальневосточная энергосистема 1. Приморская ГРЭС уголь 1 К-110-90 110 1 К-110-90 110 1 К-110-90 110 1 К-110-90 110

Приморский край, уголь 1 Т-110-90 110 1 Т-110-90 110 1 Т-110-90 110 1 Т-110-90 110

Пожарский район, уголь 2 Т-96-90 192 2 Т-96-90 192 2 Т-96-90 192 2 Т-96-90 192

п. Лучегорск 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 уголь - - - - - 2 К-330-240 660 2 К-330-240 660

вариант

(дополнительная

мощность)

Итого по станции 1467 1467 2127 2127

(максимальный

вариант) 2. Владивостокская уголь 3 Т-80-130 240 3 Т-80-130 240 3 Т-80-130 240 3 Т-80-130 240

ТЭЦ-2 уголь 1 Т-85-130 85 1 Т-85-130 85 1 Т-85-130 85 1 Т-85-130 85

Приморский край, уголь 1 Р-50-130 50 1 Р-50-130 50 1 Р-50-130 50 1 Р-50-130 50

г. Владивосток 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 ТЭС в уголь - - - - - 2 К-225-130 450 (но- Сахалинской саха-
вая) области линский

Итого по станции - - - 450

Максимальный уголь - - - - - 1 К-225-130 225 2 К-225-130 450

вариант саха-

(дополнительная линский

мощность)

Итого по станции - - 225 900

(максимальный

вариант) 4. Новая ПГЭС в (но- Сахалинской области вая)

Максимальный газ - - - - - 2 ПГУ-400 800 2 ПГУ-400 800

вариант

Итого по станции - - 800 800

(максимальный

вариант)

Хабаровская энергосистема 5. Хабаровская ТЭЦ-3 уголь, 4 Т-180-130 720 4 Т-180-130 720 4 Т-180-130 720 4 Т-180-130 720

Хабаровский край, с 2009

г. Хабаровск года

газ

Итого по станции 720 720 720 720 6. Комсомольская газ 2 Т-180-130 360 2 Т-180-130 360 2 Т-180-130 360 2 Т-180-130 360

ТЭЦ-3 газ - - - - - 2 ГТ(Т)-110 220 2 ГТ(Т)-110 220

Хабаровский край,

г. Комсомольск-на-

Амуре

Итого по станции 360 360 580 580 7. Ургальская ТЭС уголь - - - - - 4 К-900 ССК 3600 4 К-900 ССК 3600
(но- Хабаровский край, ургаль- вая) ский
Итого по станции - - 3600 3600 8. ТЭС в Хабаровском (но- крае Хабаровский вая) край
Максимальный уголь - - - - - 3 К-660-300 1980 4 К-660-300 2640
вариант
Итого по станции - - 1980 2640
(максимальный
вариант)
Якутская энергосистема 9. Нерюнгринская уголь 1 К-210-130 210 1 К-210-130 210 - - - - -
ГРЭС уголь 2 Т-180-130 360 2 Т-180-130 360 3 Т-180-130 540 3 Т-180-130 540
Республика Саха
(Якутия),
пос. Серебряный Бор
Итого по станции 570 570 540 540

При реализации проекта экспорта в Китай.

ПРИЛОЖЕНИЕ N 7

к Генеральной схеме размещения
объектов электроэнергетики
до 2020 года

Рациональная структура генерирующих мощностей
(зона централизованного электроснабжения)

(млн. кВт) -----

| | | Базовый | Максимальный

| 2006 | 2010 | вариант | вариант

| год | год +-----+-----

| | | 2015 | 2020 | 2015 | 2020

| | | год | год | год | год ----- Установленная мощность - 210,8

243,8 297,5 347,4 326,2 397,7 всего

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 - 142,4 167,7 202,3 222,5 230,2 262,2 всего

в том числе:

теплоэлектроцентрали - 77,1 93,2 107,8 113,7 107,8 113,7

всего

в том числе:

паротурбинные на 43,2 43 40,9 36,5 40,9 36,5

газотурбинные на 1,1 15,3 27,9 36 27,9 36

парогазовые и газо- 1,1 15,3 27,9 36 27,9 36

турбинные

паротурбинные на 32,8 34,9 39 41,2 39 41,2

твердом топливе

конденсационные 65,3 74,5 94,5 108,8 122,4 148,5

электростанции - всего

в том числе:

паротурбинные на 37,5 37,3 14,3 6,8 14,3 6,8

газотурбинные на 2,7 9,9 30,2 38,5 32,5 40,1

парогазовые и газо- 2,7 9,9 30,2 38,5 32,5 40,1

турбинные
паротурбинные на 25,1 27,3 50 63,5 75,6 101,6
твердом топливе

ПРИЛОЖЕНИЕ N 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-|2011-|2016-|2006- |2011- |2016-|2006-

|2010 |2015 |2020 |2020 |2015 |2020 |2020

|годы |годы |годы |годы -|годы |годы |годы -

| | | |всего | | |всего ----- Новая мощность - 34,4 83,3 68,4

186,1 111,8 90,2 236,4 всего

в том числе: гидроэлектростанции 3,9 7,7 14,3 25,9 8,3 18,5 30,7 атомные 2,1 11,1 19,1 32,3 11,1 24,9

38,1 электростанции тепловые 28,4 64,5 35 127,9 92,4 46,8 167,6 электростанции из них:

использующие газ 23,2 33,6 17,1 73,9 36 16,4 75,6

(мазут)

использующие 5,2 30,9 17,9 54 56,4 30,4 92

уголь

техническое 3,1 18,5 14,9 36,5 21 12,9 37

переворужение

новое строительство 25,3 46 20,1 91,4 71,4 33,9 130,6

и расширение

ПРИЛОЖЕНИЕ N 9

к Генеральной схеме размещения
объектов электроэнергетики
до 2020 года

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

(млрд. кВт х ч) -----

| | | Базовый вариант

| 2006 |Про- +-----

| год |центы| 2010 |про- | 2015 |про- | 2020 |про-

| | | год |центы| год |центы | год |центы -----

Производство 972,8 100 1191,1 100 1482,1 100 1766,9 100 электроэнергии - всего

в том числе: гидроэлектростанции 170,3 17,5 171,9 14,4 201,2 13,6 248,2 14 атомные 155,1 15,9 174,9

14,7 245,6 16,5 362 20,5 электростанции тепловые 647,4 66,6 844,3 70,9 1035,3 69,9 1156,7 65,5

электростанции

из них: теплоэлектроцентрали 221,2 22,7 281,1 23,6 321,5 21,7 339,1 19,2 на газомазутном топливе

теплоэлектроцентрали 148,7 15,3 166,8 14 187,4 12,7 191,1 10,8 на твердом топливе

конденсационные 182,6 18,8 256 21,5 242,1 16,3 246,3 14 электростанции на газомазутном топливе

конденсационные 94,9 9,8 140,4 11,8 284,3 19,2 380,2 21,5 электростанции на твердом топливе

ПРИЛОЖЕНИЕ N 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 N 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

+-----+-----+-----+-----

| протя- | мощность| протя- | мощность| протя- | мощность| протя- | мощность

| женность| (МВА) | женность| (МВА) | женность| (МВА) | женность| (МВА)

| (км) | | (км) | | (км) | | (км) | -----

Межсистемные линии электропередачи

Северо-Запад - Центр 1. ВЛ 750 кВ Ленинградская - - 300 - - 300 -

ГАЭС - Белозерская 2. ВЛ 500 кВ Вологодская - - - - 255 668 255 668

Коноша с ПС 500 кВ Коноша 3. ВЛ 330 кВ Новосокольники - 230 - - - - 230 -

Талашкино

Средняя Волга - Юг 4. ВЛ 500 кВ Курдюм - Фролово - - 280,2 - - 280,2 -

Средняя Волга - Урал 5. ВЛ 500 кВ Красноармейская - - - 500 - - 500 -

Газовая 6. ВЛ 500 кВ Помары - - - 340 - - 340 -

Удмуртская

Урал - Центр 7. ППТ +-750 кВ (3000 МВт) - - - - 1850 7200 1850 7200

Урал - Центр

Сибирь - Урал 8. ППТ +-500 кВ (2500 МВт) - - 600 3000 - 3000 600 6000

Эвенкийская ГЭС -

Тарасовская 9. ППТ +-500 кВ (2500 МВт) - - - - 800 6000 800 6000

Эвенкийская ГЭС - Холмогоры 10. ППТ +-500 кВ (2000 МВт) - - 900 2400 - 2400 900 4800

Северская - Белозерная 11. Две ВЛ 500 кВ Ишим - Восход - - 310 - 310 - 620 -

с расширением ПС Ишим и

Восход 12. ВЛ 500 кВ Томск - - - 810 1336 - - 810 1336

Парабель - Чапаевка -

Нижевартоск с ПС 500 кВ

Парабель, Чапаевка и

расширением ПС Томская 13. ФПУ на ВЛ 220 кВ Томск - - - - 452 - - - 452
Нижевартонск
Сибирь - Восток 14. ВНС 200 МВт на ПС 220 кВ - 500 - - - - - 500
Могоча 15. ВНС 200 МВт на ПС 220 кВ - - - 500 - - - 500
Хани 16. Подвеска второй цепи - - 464 - - - 464 -
ВЛ 220 кВ Тынды - Чара 17. Двухцепная ВЛ 220 кВ - 63 600 63 - - 600 126
Ленск - Киренск с ПС
220 кВ Киренск 18. ПС 220 кВ Ленск - - - 126 - - - 126 19. Двухцепная ВЛ 220 кВ - - - - 800 - 800 -
Олекминск - Ленск 20. ПС 220 кВ Олекминск - - - - - 50 - 50 21. Двухцепная ВЛ 220 кВ - - - - 740 - 740 -
Алдан - Олекминск
Сибирь - Центр 22. ППТ +-750 кВ (3000 МВт) - - - - 3700 7200 3700 7200
Кадатская - Тамбов
Итого по межсистемным 230 563 5104,2 7877 8455 26518 13789,2 34958
линиям электропередачи
Межгосударственные линии электропередачи
Юг - Азербайджан 23. ВЛ 330 кВ Артем - Дербент - - - 214 - - - 214 -
Апшерон (до госграницы)
Северо-Запад - Финляндия 24. Двухцепная ВЛ 400 кВ - - - - 175 1140 175 1140
Княжегубская ГЭС -
Пирттикоски (до
государственной границы)
с ВПТ Княжегубская
Сибирь - Китай 25. ППТ +-750 (600) кВ (3000 - - 700 3600 - - 700 3600
МВт) Олонь-Шибирская
ТЭС - госграница 26. Две ВЛ 500 кВ Татауровская - - 500 - - - 500 -
ГРЭС - Харанорская ГРЭС
(ПС ПТ +-750 кВ) 27. ППТ +-750 (600) кВ - - 50 3600 - - 50 3600
(3000 МВт) Харанорская
ГРЭС - госграница
Восток - Китай 28. ППТ +-750 (600) кВ (3000 - - 400 3600 - - 400 3600
МВт) Ургальская ТЭС -
Шэньян (до госграницы) с
ПС ПТ 500 кВ Ургал 29. ВЛ 500 кВ Амурская - 150 - - - - - 150 -
госграница
Калининград - Польша 30. Двухцепная ВЛ 400 кВ - - - - 120 1140 120 1140
Калининград - Польша с ВПТ
500 МВт на ПС 330 кВ
Центральная
Итого по межгосударственным 150 - 1864 10800 295 2280 2309 13080
линиям электропередачи
Всего по межсистемным и 380 563 6968,2 18677 8750 28798 16098,2 48038
межгосударственным линиям
электропередачи
Таблица 2
Электросетевые объекты энергозоны Северо-Запада -----

Электросетевые объекты |2006-2010 годы|2011-2015 годы|2016-2020 годы|2006-2020 годы |
+-----+-----+-----+-----|

протя-	мощ-	протя-	мощ-	протя-	мощ-	протя-	мощ-	Назначение объекта
женность	ность	женность	ность	женность	ность	женность	ность	
(км)	(МВА)	(км)	(МВА)	(км)	(МВА)	(км)	(МВА)	-----

Для выдачи мощности электростанций 1. ВЛ 330 кВ Новгородская ТЭС - - - 50 - - - 50 - обеспечение выдачи								
ПС Окуловская мощности								
Новгородской ТЭС								
(1320 МВт) 2. ВЛ 330 кВ - - 180 - - - 180 - -"-								
Новгородская ТЭС -								
ПС Новгородская-2 3. Заходы ВЛ 330 кВ ПС - - 72 - - - 72 - -"-								
Окуловская - ПС Бологое на								
Новгородскую ТЭС 4. Заходы ВЛ 330 кВ ПС Кондопога - - - - 200 - 200 - обеспечение выдачи								
- ПС Онда и ВЛ 330 кВ ПС мощности								
Петрозаводская - ПС Онда на Медвежьегорской ТЭС								
Медвежьегорскую ТЭС 5. ВЛ 330 кВ Медвежьегорская - - - - 525 400 525 400 обеспечение выдачи								
ТЭС - ПС Сортавала - ПС мощности								
Каменногорская с АТ 330/110 Медвежьегорской ТЭС								
кВ на ПС 330 кВ Сортавала 6. Заходы ВЛ 220 кВ ПС Кондопога - - - - 100 - 100 - -"-								
- ПС Онда и ВЛ 220 кВ ПС								
Петрозаводская - ПС Онда на								
Медвежьегорскую ТЭС 7. ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС - ПС - - - - 116 250 116 250 обеспечение выдачи								
Великие Луки с ПС 330 кВ мощности блока N 4								
Великие Луки Псковской ГРЭС 8. ВЛ 330 кВ Киришская 120 - - - - - 120 - для обеспечения выдачи								
ГРЭС - ПС Никольское мощности Киришской ГРЭС								
(ПГУ-800) 9. Заходы двух ВЛ 330 кВ - - - - 60 - 60 - для обеспечения выдачи								
Киришская ГРЭС - ПС Восточная мощности Дубровской ТЭЦ								
на Дубровскую ТЭЦ (660 МВт) 10. Реконструкция сети 110 и 330 12,2 - - - - - 12,2 - для выдачи								
мощности								
кВ, прилегающей к ПС 1-го блока ТЭЦ-5								
Восточная, и ячейки 330 кВ Правобережная.								
на ПС Восточная Завершение								
строительства								
ВЛ 330 кВ Восточная -								
Октябрьская 11. ВЛ 220 кВ ПС Ухта - ПС 277 - - - - - 277 - повышение надежности								
Микунь электроснабжения								
потребителей Республики								
Коми 12. ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - - - 316 - - - 316 - -"-								
ПС Ухта 13. ВЛ 220 кВ ПС Микунь - ПС - - 250 - - - 250 - -"-								
Заовражье 14. ВЛ 330 кВ Кольская - - - - 77 - 77 - обеспечение выдачи								
АЭС-2 - ПС Мончегорск, мощности блоков								
заходы ВЛ 330 кВ на - - - - 24 - 24 - Кольской АЭС-2								
Кольскую АЭС-2 (4 x 300 МВт) 15. ВЛ 330 кВ Ленинградская - - 80 - - - 80 - выдача мощности блоков								
АЭС-2 - ПС Западная N 1 и 2 Ленинградской								
АЭС-2 16. ВЛ 330 кВ Ленинградская - - 100 - - - 100 - -"-								
АЭС-2 - ПС Пулковская 17. ВЛ 330 кВ Ленинградская - - 95 - - - 95 - -"-								
АЭС-2 - ПС Гатчинская 18. Воздушно-кабельная - - 110 - - - 110 - -"-								
электропередача 330 кВ - - 26 - - - 26 -								

Ленинградская

АЭС-2 - ПС Выборгская 19. ВЛ 750 кВ Ленинградская - - 128 - - - 128 - выдача мощности

АЭС-2 - ПС Ленинградская блока N 3 Ленинградской

АЭС-2 20. Заходы ВЛ 750 кВ - - 2 - - - 2 - -"

Ленинградская АЭС - ПС

Ленинградская на

Ленинградскую АЭС-2 21. ВЛ 330 кВ Ленинградская - - - - 4 - 4 - выдача мощности блока

АЭС-2 - Ленинградская АЭС N 4 Ленинградской

АЭС-2 22. Расширение ПС 750 кВ - - - - - 1000 - 1000 -"

Ленинградская,

АТ N 3 750/330 кВ 23. ВЛ 330 кВ Ленинградская - - 120 - - - 120 - обеспечение выдачи

ГАЭС - ПС Тихвин мощности Ленинградской

ГАЭС (1 очередь,

4 x 195 МВт) 24. Заход ВЛ 330 кВ - - 70 - - - 70 - -"

ПС Петрозаводская -

ПС Сясь на Ленинградскую

ГАЭС 25. ВЛ 750 кВ Ленинградская - - 270 - - - 270 - обеспечение выдачи

ГАЭС - ПС Ленинградская мощности Ленинградской

ГАЭС (2 очередь,

4 x 195 МВт)

Итого для выдачи мощности 409,2 - 1869 - 1106 1650 3384,2 1650

электростанций Для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений 26. ВЛ 330 кВ Кольская АЭС - 81 - - - - - 81 - обеспечение выдачи

Княжегубская "запертой"

ГЭС - ПС Лоухи - 115 - - - - - 115 - электроэнергии Кольской

Путкинская ГЭС - 169 - - - - - 169 - АЭС и мощности

Ондская ГЭС, - - 131 - - - 131 - электростанций

ПС Княжегубская, - 250 - - - - - 250 энергосистем Мурманской

ПС Лоухи - 250 - - - - - 250 области и Республики

Карелия 27. ВЛ 330 кВ Ондская - - 280 - - - 280 - -"

ГЭС - ПС Петрозаводская

(2-я ВЛ) 28. ВЛ 330 кВ Петрозаводская - - - 338 - - - 338 - обеспечение выдачи

ПС Сясь - Киришская ГРЭС мощности электростанций

(вторая ВЛ) энергосистем Мурманской

области, Республики

Карелия и надежного

электроснабжения

потребителей

энергосистемы

Мурманской области 29. Расширение и реконструкция - - - - - - - - - - - обеспечение надежности

ВПК 330/400 кВ (реконструкция экспорта электроэнергии

КВПУ-1, 2, 3) в Финляндию 30. ПС 330/110/15 кВ Черняховск-2 - - - - 30 250 30 250 обеспечение надежности

с заходами ВЛ 330 кВ электроснабжения

ПС Советск - ГАЭС Круонио потребителей

г. Черняховска и

прилегающих районов 31. ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС - ПС - - - 200 - - - 200 обеспечение надежного

Старорусская с ПС 330 кВ электроснабжения

Старорусская (установка потребителей г. Старая
 второго АТ) Русса Псковской области 32. ПС Зеленогорская с заходами 30 400 - - - - 30 400
 обеспечение надежного
 ВЛ 330 кВ Северо-Западная электроснабжения
 ТЭЦ - ПС Каменногорская потребителей районов
 на ПС Зеленогорская г. Зеленогорска 33. Подвеска 2-ой цепи на опорах 52,3 - - - - 52,3 - усиление
 электрической
 ВЛ 330 кВ ПС Ленинградская - сети района ПС
 ПС Колпино - ПС Восточная с Восточная, обеспечение
 расширением ОРУ подстанций надежности
 Ленинградская, Восточная электроснабжения
 экспорта электроэнергии
 в Финляндию,
 подключение потребителей 34. ПС 330 кВ Новгородская-2 8,1 400 - - - - 8,1 400 для энергоснабжения
 с заходами ВЛ 330 кВ Новгородского энергоузла
 ПС Чудово - ПС Новгородская 35. Реконструкция ПС 330/220/110 - 700 - - - - 700 обеспечение
 надежного
 кВ Восточная электроснабжения
 потребителей г. Санкт-
 Петербурга и
 Ленинградской области 36. ПС 330/110 кВ - 200 - - - - 200 для обеспечения
 Колпино (расширение) надежного
 электроснабжения
 потребителей
 прилегающих районов
 г. Санкт-Петербурга,
 Ленинградской области 37. КЛ 330 кВ ПС Завод Ильича 4 - - - - 4 - обеспечение надежности
 N 15 - ПС Волхов-Северная электроснабжения
 N 16 потребителей северных
 районов г. Санкт-
 Петербурга 38. ПС Западная (установка 3-го - 200 - - - - 200 обеспечение надежности
 АТ 330/110 кВ) электроснабжения
 потребителей г. Санкт-
 Петербурга 39. ПС 330 кВ Ржевская с заходами 7,2 400 - - - - 7,2 400 для обеспечения
 КЛ 330 кВ, заходами ВЛ 330 кВ 10 - - - - 10 - надежного электро-
 ПС Восточная - Киришская ГРЭС снабжения потребителей
 и заходами ВЛ 110 кВ северо-восточных
 районов г. Санкт-
 Петербурга и
 Всеволожского района
 Ленинградской области 40. ВЛ 330 кВ ПС Гатчинская - ПС 110 250 - - - - 110 250 обеспечение
 Лужская с ПС 330 кВ Лужская электроснабжения
 потребителей Лужского
 энергорайона 41. ПС 330 кВ Центральная с КЛ 25 400 - - - - 25 400 обеспечение надежности
 330 кВ ПС Южная - электроснабжения
 ПС Центральная потребителей
 центральных районов
 г. Санкт-Петербурга 42. ПС 330/110 кВ 25 400 - - - - 25 400 -"-

Василеостровская с КЛ 330 кВ
 ПС Северная - ПС
 Василеостровская - ПС
 Центральная 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 18 - - - - - 18 - для
 электроснабжения
 Восточная - ПС Волхов - потребителей северных
 Северная N 16 (перевод на районов г. Санкт-
 напряжение 330 кВ) Петербурга 46. Реконструкция ПС 330 кВ - - - - - для обеспечения
 Кингисеппская (2006-2010 надежного
 годы) 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 - 1200 - - - - - 1200 обеспечение надежного
 кВ Южная электроснабжения
 потребителей
 г. Санкт-Петербурга 49. ПС 220 кВ Волхов - Северная - 400 - - - - - 400 обеспечение надежности
 N 16 (перевод на напряжение электроснабжения
 330 кВ) потребителей северных
 районов г. Санкт-
 Петербурга 50. ПС 220 кВ Завод Ильича N 15. - 650 - - - - - 650 обеспечение надежности
 Перевод на напряжение 330 кВ электроснабжения
 потребителей северных
 районов г. Санкт-
 Петербурга 51. Реконструкция ПС 330/220/110 - - - - - обеспечение надежности
 кВ N 37 Сясь (2006-2010 электроснабжения
 годы) Северного транзита
 Ленинградской
 энергосистемы 52. ПС 330/110 кВ Никольское с 12 400 - - - - 12 400 обеспечение надежности
 заходами ВЛ 330 кВ электроснабжения
 ПС Ленинградская - ПС Колпино промышленных
 потребителей г. Санкт-
 Петербурга 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 - - - 10 - - - 10 - обеспечение надежности
 ПС Южная электроснабжения

потребителей южных
 районов г. Санкт-
 Петербурга 55. ПС 330/110 кВ Порт с КЛ 330 - - 8 400 - - 8 400 обеспечение надежного
 кВ ПС Порт - ПС Западная 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 - - 2 400 - - 2 400 обеспечение надежного
 заходами ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 - электроснабжения
 ПС Выборгская потребителей портов
 Приморск, Высоцк 58. ПС 330/110 кВ Красносельская - - - 400 - - - 400 обеспечение надежного
 электроснабжения
 потребителей Петро-
 дворцового района
 г. Санкт-Петербурга 59. ПС 330/110 кВ Ломоносовская - - - - 400 - 400 обеспечение надежного
 с заходами ВЛ 330 кВ электроснабжения
 ЛАЭС-2 - ПС Западная потребителей
 Ленинградской области 60. ПС 330/110 кВ Пушкинская с - - - - 4 400 4 400 обеспечение надежного
 заходами ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 - электроснабжения
 ПС Восточная потребителей
 Пушкинского района
 г. Санкт-Петербурга 61. ПС 330 кВ Усть-Луга с ВЛ 330 - - 55 400 - - 55 400 повышение надежности
 кВ ПС Кингисеппская - ПС электроснабжения
 Усть-Луга потребителей
 г. Усть-Луга 62. ВЛ 330 кВ Ленинградская - - 50 - - - 50 - обеспечение
 АЭС-2 - ПС Усть-Луга электроснабжения
 портовых комплексов
 г. Усть-Луга,
 п. Вистино и
 п. Горки 63. ПС 330 кВ Мурмаши с ВЛ 330 кВ - - - 500 - - - 500 для повышения
 ПС Оленегорск - ПС Мурмаши и - - 37 - - - 37 - надежности
 заходами на ПС 330 кВ Мурмаши - - 16 - - - 16 - электроснабжения
 потребителей северной
 части Кольской
 энергосистемы 64. ПС 330 кВ Мурманская с - - 8 500 - - 8 500 для повышения
 заходами ВЛ 330 кВ надежности
 ПС Кольская - Серебрянские электроснабжения
 ГЭС потребителей северной
 части Кольской
 энергосистемы 65. ВЛ 330 кВ ПС - - - - 40 - 40 - для обеспечения
 Северная - ПС Центральная 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 - - - - 10 - 10 - для обеспечения
 ПС Охтинская надежного
 электроснабжения
 потребителей
 г. Санкт-Петербурга и
 Ленинградской области 71. ВЛ 330 кВ ПС Охтинская - - - - 15 - 15 - для обеспечения
 ПС Кирпичный завод надежного
 электроснабжения
 потребителей
 г. Санкт-Петербурга и
 Ленинградской области 72. ВЛ 330 кВ ПС Кирпичный - - - - 15 - 15 - "-
 завод - ТЭЦ Дубровская 73. ВЛ 330 кВ Лужская - Псков - - - - 150 - 150 - обеспечение
 электроснабжения
 потребителей Лужского
 энергорайона
 Ленинградской области
 Итого для повышения 666,6 7750 935 3200 266 2650 1867 13600
 надежности электроснабжения
 потребителей и снятия
 сетевых ограничений
 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							
+-----+-----+-----+-----							
протя- мощ- протя- мощ- протя- мощ- протя- мощ- Назначение объекта							
женность ность женность ность женность ность женность ность							

Для выдачи мощности электростанций 1. ВЛ 750 кВ Калининская - - 275 - - - 275 - для выдачи мощности

АЭС - Волоколамск с блока N 4

ПС 750 кВ Волоколамск - - - 1668 - - - 1668 Калининской АЭС

(1000 МВт) 2. Две ВЛ 500 кВ Волоколамск - - - 140 - - - 140 - "-

Дорохово 3. ВЛ 500 кВ Дорохово - Панино - - 160 - - - 160 - "- 4. ВЛ 500 кВ Дорохово - Очаково - - 83 - - - 83 - "- 5. ВЛ 750 кВ Курская 410 1668 - - - - 410 1668 для выдачи мощности

АЭС - Калужская с ПС 750 кВ блока N 5 Курской АЭС

Калужская (1000 МВт) 6. ВЛ 750 кВ Тверская - - 260 1251 - - 260 1251 для выдачи мощности

АЭС - Калужская с расширением блока N 1 Тверской АЭС

ПС Калужская (1150 МВт) 7. ВЛ 750 кВ Тверская - - 150 1251 - - 150 1251 - "-

АЭС - Волоколамск с

расширением ПС Волоколамск 8. ВЛ 500 кВ Тверская - - 165 - - - 165 - "-

АЭС - Волоколамск 9. Заходы ВЛ 500 кВ - - 1,2 - - - 1,2 - для выдачи мощности

Нововоронежская АЭС - блока N 1

Донбасская Нововоронежской

на Нововоронежскую АЭС-2, АЭС-2 (1150 МВт)

заходы ВЛ 500 кВ НВАЭС - - - 1 - - - 1 -

Старый Оскол на

Нововоронежскую АЭС-2 10. ВЛ 500 кВ Нововоронежская - - 210 - - - 210 - "-

АЭС-2 - Елецкая 11. ВЛ 500 кВ Нововоронежская - - 95 - - - 95 - для выдачи мощности

АЭС-2 - Старый Оскол блока N 2

Нововоронежской

АЭС-2 (1150 МВт) 12. Вторая ВЛ 750 кВ Тверская - - - - 260 - 260 - для выдачи мощности

АЭС - Калужская блока N 2 Тверской АЭС

(1150 МВт) 13. ВЛ 750 кВ - - - - 160 - 160 - "-

Волоколамск - Новая

(Чеховская) 14. Две ВЛ 500 кВ от ПС 750 кВ - - - - 40 - 40 - "-

Новая (Чеховская) 15. ВЛ 500 кВ Тверская - - - - 10 - 10 - "-

АЭС - Центральная ГАЭС 16. ПС 750 кВ Новая (Чеховская) - - - - 1668 - 1668 - "- 17. ПС 750 кВ

Ожерелье с - - - - 1668 - 1668 для выдачи мощности

переводом ВЛ Калужская - блока N 3 Тверской АЭС

Новая (Чеховская) - Ожерелье (1150 МВт)

на 750 кВ 18. Вторая ВЛ 750 кВ - - - - 200 - 200 - для выдачи мощности

Калужская - Новая блока N 4 Тверской АЭС

(Чеховская) - Ожерелье (1150 МВт) 19. ВЛ 500 кВ для выдачи мощности - - - - 960 1503 960 1503 для выдачи мощности

Центральной АЭС блоков N 1 и 2

Центральной АЭС

(2 x 1150 МВт) 20. Две ВЛ 500 кВ Нижегородская - - - - 460 - 460 - для выдачи мощности

АЭС - Луч блока N 1

Нижегородской АЭС

(1150 МВт) 21. ВЛ 500 кВ Нижегородская АЭС - - - - 250 - 250 - "-

Нижегородская 22. Вторая ВЛ 500 кВ - - - - 250 - 250 - для выдачи мощности

Нижегородская АЭС - блоков N 2, 3

Нижегородская Нижегородской АЭС

(2 x 1150 МВт) 23. Две цепи ВЛ 500 кВ Загорская 60 - - - - - 60 - для выдачи мощности
 ГАЭС - Ярцево I очереди Загорской
 ГАЭС-2 (2 x 210 МВт) 24. ПС 500 кВ Ярцево с заходами 2 1002 - - - - 2 1002 -"-
 ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС -
 Трубино 25. ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС - - - 90 - - - 90 - для выдачи мощности
 Трубино II очереди Загорской
 ГАЭС-2 (2 x 210 МВт) 26. Заходы ВЛ 330 кВ Курская - - 4 - - - 4 - для выдачи мощности
 АЭС - Шостка на Курскую Курской ГАЭС (465 МВт)
 ГАЭС 27. Заходы ВЛ 330 кВ Курская - - 6 - - - 6 - для выдачи мощности
 АЭС - Сумы Северная на Курской ГАЭС
 Курскую ГАЭС 28. Двухцепная ВЛ 500 кВ - - 40 - - - 40 - для выдачи мощности
 Волоколамская ГАЭС - Акулово Волоколамской ГАЭС
 (Сохино) (3 x 220 МВт) (к вводу
 I очереди, 220 МВт) 29. Заходы ВЛ 500 кВ Тверская АЭС - - - - 5 - 5 - для выдачи мощности
 - Волоколамск на Центральную Центральной ГАЭС
 ГАЭС (1300 МВт) 30. ВЛ 500 кВ Центральная ГАЭС - - - - - 230 - 230 - -"-
 Дорохово 31. Заходы ВЛ 500 кВ Костромская - - - - 50 - 50 - для выдачи мощности
 ГРЭС - Нижегородская на Владимирской ГАЭС
 Владимирскую ГАЭС (800 МВт) 32. Заходы ВЛ 220 кВ Заря - - - - - 50 - 50 - -"-
 Вязники на Владимирскую ГАЭС 33. Заходы ВЛ 500 кВ Ногинск - - - 100 - - - 100 - для выдачи
 мощности
 Владимирская на Петровскую блока N 1 Петровской
 ГРЭС ГРЭС (660 МВт) 34. Две ВЛ 500 кВ Петровская - - - - 100 - 100 - для выдачи мощности
 ГРЭС - Гжель блока N 2 Петровской
 ГРЭС (660 МВт) 35. Двухцепная ВЛ 220 кВ 190 - - - - - 190 - для выдачи мощности
 Ивановская ГРЭС - Неро блока N 1 Ивановской
 (включение на 110 кВ) ГРЭС (ПГУ 325 МВт) 36. Перевод ВЛ Ивановская ГРЭС - - - - - - - - для выдачи
 мощности
 Неро на напряжение 220 кВ блока N 2 Ивановской
 (до 2010 года) ГРЭС (ПГУ 325 МВт) 37. ВЛ 220 кВ Ивановская ГРЭС - 25 - - - - - 25 - -"-
 Иваново с расширением ПС 220
 кВ Иваново 38. ВЛ 220 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - 7,6 - - - - - 7,6 - -"-
 Сокол 39. ВЛ 220 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - 4,9 - - - - - 4,9 - для выдачи мощности
 Metallургическая Липецкой ТЭЦ-2 40. Заходы ВЛ 220 кВ Нагорная - - - 0,2 - - - 0,2 - для выдачи
 мощности
 Кудьма на Нижегородскую ТЭЦ Нижегородской ТЭЦ
 (3 x 325 МВт) 41. ВЛ 220 кВ Нагорная - - - 10 - - - 10 - -"-
 Нижегородская ТЭЦ 42. Заходы ВЛ 220 кВ Нагорная - - - 2 - - - 2 - -"-
 Нижегородская на
 Нижегородскую ТЭЦ 43. Заходы ВЛ 220 кВ Сенная - - - 2 - - - 2 - -"-
 Нижегородская на
 Нижегородскую ТЭЦ 44. Вторая ВЛ 220 кВ Смоленская - - 69 - - - 69 - для выдачи мощности
 ГРЭС - Компрессорная Смоленской ГРЭС 45. ВЛ 220 кВ Восток - Дровнино - - 110 - - - 110 - -"- 46. ВЛ
 220 кВ Череповецкая - - 47 - - - 47 - для выдачи мощности
 ГРЭС - РПП-2 Череповецкой ГРЭС 47. ВЛ 220 кВ Череповецкая - - - - 52 - 52 - -"-
 ГРЭС - РПП-1 48. Две КЛ 220 кВ ТЭЦ-21 - 18 500 - - - - 18 500 для выдачи мощности
 Новобратцево с ПС 220 кВ ТЭЦ-21 Московской
 Новобратцево (перевод на 220 энергосистемы

кВ) 49. Вторая цепь ВЛ 220 кВ 15 - - - - - 15 - для выдачи мощности
ТЭЦ-26 - Ясенево блока ПГУ-400 Южной ТЭЦ
(ТЭЦ-26) Московской
энергосистемы 50. Две цепи КЛ 220 кВ ТЭЦ-27 - 30 - - - - - 30 - для выдачи мощности
Хлебниково I очереди Северной ТЭЦ
(ТЭЦ-27) Московской
энергосистемы 51. Переустройство одноцепной ВЛ 22 - - - - - 22 - для выдачи мощности
220 кВ ТЭЦ-27 - Бескудниково I очереди Северной ТЭЦ
в двухцепную (ТЭЦ-27) Московской
энергосистемы 52. КЛ 220 кВ 12 - - - - - 12 - -"-
Бескудниково - Бутырки 53. Замена кабеля и провода для 17 - - - - - 17 - -"-
увеличения пропускной
способности КВЛ 220 кВ
Бутырки - Новоцентральная и
Бутырки - Бескудниково 54. Переустройство одноцепной ВЛ 18 - - - - - 18 - -"-
220 кВ ТЭЦ-27 - Уча в
двухцепную с расширением ПС
Уча 55. Заходы ВЛ 500 кВ Бескудниково 3 - - - - - 3 - для выдачи мощности
- Ногинск на сооружаемое ОРУ II очереди
500 кВ ТЭЦ-27 (ПГУ-420) Северной ТЭЦ
(ТЭЦ-27) Московской
энергосистемы 56. Заход двух ВЛ 220 кВ 0,4 - - - - - 0,4 - для выдачи мощности
Старбеево - Омега на ГТУ блоков N 1, 2 ГТУ
"Молжаниновка" "Молжаниновка" 57. Заходы двух цепей КЛ 220 кВ 2 - - - - - 2 - для выдачи мощности
Пресня - Хамовники на ТЭЦ-12 ТЭЦ-12 Московской
энергосистемы 58. Две цепи КЛ 220 кВ ТЭЦ-16 - - - 3 - - - 3 - для выдачи мощности
Ваганьковская ТЭЦ-16 Московской
энергосистемы 59. Две цепи КЛ 220 кВ ТЭЦ-16 - - - 6 - - - 6 - -"-
Мневники 60. ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - 68 - - - - - 68 - для выдачи мощности
Шипово Черепетской ГРЭС 61. ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - 80 - - - - - 80 - -"-
Тула 62. Две цепи КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - - - 10 - - - 10 - для выдачи мощности
Кожевническая ТЭЦ-20 Московской
энергосистемы 63. Перевод на 220 кВ ПС - - 58 400 - - 58 400 - -"
Тропарево, КЛ 220 кВ:
Хамовники - ТЭЦ-20, Хамовники
- Тропарево, Тропарево -
Ясенево, ТЭЦ-20 - Тропарево 64. КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 - Очаково - - 1,1 - - - 1,1 - для выдачи мощности
ТЭЦ-25 Московской
энергосистемы 65. ВЛ 220 кВ Калужская ТЭС - - - - - 5 - 5 - для выдачи мощности
Электрон блока N 2 Калужской
ТЭС (225 МВт) 66. ВЛ 220 кВ Калужская ТЭС - - - - - 60 - 60 - для выдачи мощности
Литейная блока N 2 Калужской
ТЭС (225 МВт)
Итого для выдачи мощности 984,9 3170 2098,5 4570 3142 4839 6225,4 12579
электростанций
Для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений 67. ПС
500 кВ Западная, - 1000 - - - 1000 - 2000 для повышения
АТ 500/220 кВ надежности

Т 220/20 кВ - 126 - - - - - 126 электроснабжения
 с заходами ВЛ 500 кВ Белый 0,2 - - - - - 0,2 - потребителей Московской
 Раст - Очаково, энергосистемы
 с заходами ВЛ 220 кВ 0,4 - - - - - 0,4 -
 две цепи КЛ 220 кВ Западная - 13 - - - - - 13 -
 Герцево 68. ПС 500 кВ Очаково, - 2000 - - - - - 2000 -"-
 комплексная реконструкция,
 АТ 500/220 кВ,
 АТ 220/110 кВ, - 1250 - - - - - 1250
 Т 220/10 кВ - 400 - - - - - 400 69. ПС 500 кВ Бескудниково, - 2000 - - - - - 2000 для повышения
 комплексная реконструкция, надежности
 АТ 500/220 кВ, электроснабжения
 АТ 220/110 кВ, - 400 - - - - - 400 потребителей Московской
 Т 220/10 кВ - 400 - - - - - 400 энергосистемы 70. ПС 500 кВ Чагино, комплексная - 1000 - - - - - 1000 -"-
 реконструкция,
 АТ 500/220 кВ,
 АТ 220/10 кВ, - 200 - - - - - 200
 АТ 220/110 кВ - 1000 - - - - - 1000 71. ПС 500 кВ Ногинск, - - - 1002 - - - 1002 -"-
 комплексная реконструкция,
 АТ 500/220 кВ,
 АТ 500/110 кВ, - - - 500 - - - 500
 АТ 220/110 кВ - - - 500 - - - 500 72. ПС 500 кВ Пахра, комплексная - 1002 - - - - - 1002 -"-
 реконструкция, АТ 500/220 кВ,
 АТ 500/110 кВ, - 500 - - - - - 500
 АТ 220/110 кВ - 500 - - - - - 500 73. ПС 500 кВ Трубино, - - - 1602 - - - 1602 для повышения
 комплексная реконструкция, надежности
 АТ 500/220 кВ, электроснабжения
 АТ 220/110 кВ - - - 750 - - - 750 потребителей Московской
 энергосистемы и г. Москвы 74. Автотрансформатор связи - 501 - - - - - 501 для повышения надежного
 (500/220 кВ) на ОРУ Каширской электроснабжения
 ГРЭС потребителей Московской
 энергосистемы и выдачи
 мощности Каширской ГРЭС 75. ПП 500 кВ Ожерелье для повышения
 (Кашира) с заходами надежности
 ВЛ 500 кВ Чагино - 20 - - - - - 20 - электроснабжения
 Михайловская и потребителей
 участком ВЛ 750 кВ отвод - ПП 10 - - - - - 10 - Московской энергосистемы
 Ожерелье (включение на 500 кВ) 76. ПС 500 кВ Руднево-2, - - - 1002 - - - 1002 -"-
 АТ 500/220 кВ,
 АТ 220/110 кВ, - - - 500 - - - 500
 с заходами ВЛ 500 кВ - - 0,2 - - - 0,2 -
 Чагино - Ногинск
 и заходами ВЛ 220 кВ - - 0,4 - - - 0,4 - 77. ПС 500 кВ Софьино с заходами - - 1 1002 - - 1 1002 для
 повышения
 ВЛ 500 кВ Дорохово - Меткино надежности
 электроснабжения
 потребителей Московской
 энергосистемы 78. ПС 500 кВ Меткино - - 1 1002 - - 1 1002 -"-

с заходами ВЛ 500 кВ
Дорохово - ПП Панино 79. ПС 500 кВ Сити-2 с КЛ 500 кВ - - 12 1002 - - 12 1002 -"-
Очаково - Сити-2 80. ПС 500 кВ Бутырки с КЛ 500 кВ - - 13 1002 - - 13 1002 -"-
Бескудниково - Бутырки 81. ПС 500 кВ Дорохово, - - - 1002 - - - 1002 -"-
АТ 500/220 кВ,
АТ 220/110 кВ - - - 400 - - - 400 82. ПС 500 кВ Акулово (Сохино) с - - 70 1002 - - 70 1002 -"-
ВЛ 500 кВ Акулово - Белый
Раст 83. ВЛ 500 кВ Акулово (Сохино) - - - 110 - - - 110 - для повышения
Дорохово надежности
электрообеспечения
потребителей Московской
энергосистемы 84. ПП 500 кВ Панино с заходами - - 40 - - - 40 - -"-
двух ВЛ 500 кВ Чагино - ПП
Ожерелье и Каширская ГРЭС -
Пахра 85. ПС 500 кВ Гжель с ВЛ 500 кВ - - - - 70 1002 70 1002 -"-
Ногинск - Гжель и Гжель - ПП
Панино 86. ПС 500 кВ Красноармейск с - - - - 0,4 1002 0,4 1002 -"-
заходами ВЛ 500 кВ Загорская
ГАЭС - Трубино 87. ВЛ 500 кВ Красноармейск - - - - - 60 - 60 - -"-
Ногинск 88. ВЛ 500 кВ Белый Раст - - - - - 60 - 60 - -"-
Красноармейск 89. ПС 750 кВ Белый Раст, - 500 - - - 250 - 750 для повышения
расширение и реконструкция, надежности
АТ 500/110 кВ электрообеспечения
потребителей Московской
энергосистемы 90. КЛ 500 кВ Сити-2 - Бутырки - - - - 10 - 10 - для повышения
надежности
электрообеспечения
потребителей г. Москвы 91. ПС 500 кВ Новокарачарово с КЛ - - - - 10 1002 10 1002 -"-
500 кВ Чагино - Новокарачарово 92. ПС 500 кВ Звезда, АТ 500/110 1 540 - - - - 1 540 для электро-
снабжения
кВ с заходами ВЛ 500 кВ промышленных
Костромская АЭС - Вятка предприятий в г. Шарья
АТ 500/220 кВ - - - 501 - - - 501 и повышения надежности
электрообеспечения
восточной части
Костромской
энергосистемы 93. ПС 500 кВ Свиблово с КЛ 500 - - - - 10 1002 10 1002 для повышения
кВ ТЭЦ-27 - Свиблово надежности
электрообеспечения
потребителей г. Москвы 94. ПС 500 кВ Воронежская, - 250 - - - - 250 для повышения
АТ 500/110 кВ надежности
электрообеспечения
потребителей
г. Воронежа, создание
второго опорного пункта
питания 95. Участок ВЛ 500 кВ 30 - - - - 30 - для повышения
Нововоронежская надежности
АЭС - Липецкая электрообеспечения

потребителей Липецкой
 энергосистемы и выдачи
 мощности
 Нововоронежской АЭС 96. ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС - 281,6 501 - - - 281,6 501 для повышения
 Нижегородская с ПС 500 кВ надежности
 Нижегородская с заходами ВЛ электроснабжения
 500 кВ, 220 кВ потребителей
 Нижегородской
 энергосистемы и выдачи
 мощности Костромской
 ГРЭС 97. ПС 330 кВ Фрунзенская с 25,5 395 - - - 25,5 395 для повышения
 заходами ВЛ 330 кВ Южная - надежности
 Белгород электроснабжения
 потребителей
 Белгородской
 энергосистемы 98. ПС 500 кВ Протва - 1002 - - - - 1002 для электроснабжения
 промышленных
 потребителей Калужской
 области 99. Две ВЛ 500 кВ Протва - 100 - - - - 100 - -"
 Калужская 100. ВЛ 500 кВ Протва - Дорохово - - 100 - - - 100 - -" 101. ПС 750 кВ Волоколамск, - - - 668 -
 - - 668 для повышения
 АТ 500/220 кВ надежности
 электроснабжения
 потребителей Московской
 энергосистемы 102. ПС 750 кВ Белозерская, - - - 1251 - - - 1251 для повышения
 расширение, надежности
 АТ 750/500 кВ, электроснабжения
 АТ 500/220 кВ - 1002 - - - - 1002 потребителей
 Череповецкого узла 103. Расширение ПС 500 кВ Вологда, - - - 501 - - - 501 для повышения
 АТ 500/220 кВ надежности
 электроснабжения
 потребителей
 Вологодской
 энергосистемы 104. ПС 330 кВ Бежецк (перевод на - - 114 480 - - 114 480 для повышения
 330 кВ, АТ 330/220 кВ) с надежности
 ВЛ 330 кВ Калининская АЭС - электроснабжения
 Бежецк потребителей
 Костромской
 энергосистемы 105. ПС 330 кВ Чернянская с - - - - 10 400 10 400 для повышения
 заходами ВЛ 330 кВ надежности
 Metallургическая - Валуйки электроснабжения и
 присоединения новых
 потребителей
 Белгородской
 энергосистемы 106. ВЛ 330 кВ Metallургическая - - - - 15 - 15 - -"
 Чернянская 107. Две ВЛ 500 кВ от ПС - - - - 254 - 254 - для распределения
 ПТ +-750 кВ Тамбовская мощности от передачи
 постоянного тока 108. Четыре ВЛ 500 кВ от ПС ПТ - - - - 600 - 600 - -"

+-750 кВ Михайловская 109. ПС 500 кВ ВМЗ с заходами ВЛ - - 60 668 - - 60 668 для повышения
500 кВ Нововоронежская АЭС - надежности
Воронежская и Нововоронежская электроснабжения
АЭС - Липецкая на ПС ВМЗ потребителей
Воронежской и Липецкой
энергосистем 110. ПС 500 кВ Радуга-2 (АТ - - 2 750 - - 2 750 для повышения
500/110 кВ - 3 x 250 МВА) с надежности
заходами ВЛ 500 кВ Радуга - электроснабжения
Владимирская потребителей
Нижегородской
энергосистемы 111. ВЛ 500 кВ Радуга-2 - - - 150 - - - 150 - "-
Владимирская 112. Расширение ПС 500 кВ Радуга - 500 - - - - 500 - "-
АТ 500/110 кВ 113. Расширение ПС 500 кВ Луч АТ - - - 250 - - - 250 - "-
500/110 кВ
Итого для повышения 481,7 16969 673,6 17337 1099,4 5658 2254,7 39464
надежности электроснабжения
потребителей и снятия сетевых
ограничений
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 |
+-----+-----+-----+-----|

| протя- | мощ- | протя- |мощ- | протя- |мощ- | протя- | мощ- | Назначение объекта
|женность|ность |женность|ность |женность|ность |женность| ность |
| (км) |(МВА) | (км) |(МВА) | (км) |(МВА) | (км) | (МВА) | -----

Для выдачи мощности электростанций 1. ВЛ 500 кВ Волгодонская АЭС - 429 1002 - - - - 429 1002
выдача мощности блока
Невинномысск с ПС 500/330 кВ N 2 Ростовской АЭС
Невинномысск с заходами ВЛ (1000 МВт)
330 кВ Невинномысская ГРЭС -
Владикавказ и ВЛ 330 кВ
Ставрополь - ГЭС-4 2. ВЛ 500 кВ - - 350 - - - 350 - выдача мощности блока
Волгодонская АЭС - Тихорецк N 3 Ростовской АЭС
(1150 МВт) 3. ВЛ 500 кВ - - - - 280 - 280 - выдача мощности блока
Волгодонская АЭС - Ростов N 4 Ростовской АЭС
(1150 МВт) 4. ВЛ 220 кВ Волгодонская АЭС - 160,5 - - - - 160,5 - выдача мощности
Сальск с расширением ПС 220 Ростовской АЭС
кВ Сальск 5. Заходы ВЛ 500 кВ - - 100 - - - 100 - выдача мощности
Ставропольская ГРЭС - Лабинской ГАЭС (600 МВт)
Центральная на Лабинскую ГАЭС 6. ВЛ 500 кВ Моздок-Буйнакск с - - - - 300 1002 300 1002 выдача
мощности каскада
ПС 500/330 кВ Буйнакск и ГЭС на р. Андийское
расширением ПС 500 кВ Моздок Койсу (Агвалийская и
Инхойская ГЭС)
(420 МВт) 7. ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС - 40 - - - - 40 - выдача мощности

ГАЭС - Черкесск Зеленчукской
 ГЭС-ГАЭС (160 МВт и 140 МВт) 8. ПС 330 кВ Алагир с заходами - - - 250 - - - 250 выдача мощности
 ВЛ 330 кВ Нальчик - Зарамагской ГЭС
 Владикавказ (352 МВт) 9. ВЛ 330 кВ Агвалийская ГЭС - - - 110 - - - 110 - выдача мощности
 РП Буйнакск с РП 330 кВ Агвалийской (Андийской)
 Буйнакск ГЭС (220 МВт) 10. Заходы ВЛ 330 кВ Ирганайская - - 3 - - - 3 - -"
 ГЭС - Чирюрт на РП 330 кВ
 Буйнакск 11. Заходы ВЛ 330 кВ Агвалийская - - - - 10 - 10 - выдача мощности
 ГЭС - РП Буйнакск на Инхойской ГЭС (200 МВт)
 Инхойскую ГЭС 12. Заходы ВЛ 500 кВ Центральная - - - - - 44 - 44 - выдача мощности
 Ингури ГЭС на Мостовскую ТЭС Мостовской ТЭС (800 МВт)
 (Краснодарскую) 13. ВЛ 220 кВ Новороссийская - - 80 - - - 80 - выдача мощности
 ТЭС - Крымская-II Новороссийской ТЭС (400 МВт) 14. Заходы ВЛ 220 кВ Кирилловская - - 10 - - - 10 - -"
 - Восточная на Новороссийскую
 ТЭС 15. Двухцепная ВЛ 220 кВ - - - - 40 - 40 - выдача мощности
 Мостовская ТЭС Мостовской ТЭС (800 МВт)
 (Краснодарская) -
 ПС Мостовская 16. Двухцепная ВЛ 220 кВ - - - - 160 - 160 - -"
 Мостовская ТЭС
 (Краснодарская) - Курганная 17. Двухцепная ВЛ 220 кВ 124 - - - - - 124 - выдача мощности
 Астраханская ТЭЦ-2 - Газовая Астраханской ТЭЦ-2
 (ввод первой ПГУ-400) 18. Двухцепная ВЛ 220 кВ 57,6 - - - - - 57,6 - -"
 Астраханская ТЭЦ-2 -
 Баррикадная 19. ВЛ 500 кВ Астраханская - - 20 - - - 20 - выдача мощности
 ТЭЦ-2 - Астрахань Астраханской ТЭЦ-2
 (ввод второй ПГУ-400) 20. Заходы ВЛ 220 кВ Дагомыс - 7 - - - - - 7 - выдача мощности
 Псоу на ОРУ 220 кВ Сочинской Сочинской ТЭЦ
 ТЭЦ
 Итого для выдачи мощности 818,1 1002 673 250 834 1002 2325,1 2254
 электростанций
 Для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений 21. ВЛ
 500 кВ Фроловская - 443,4 668 - - - - 443,4 668 усиление электрической
 Ростовская с ПС 500 кВ связи между
 Ростовская и расширением ПС Волгоградской и
 500 кВ Шахты Ростовской
 энергосистемами 22. ВЛ 500 кВ Невинномысск - - - 265 668 - - 265 668 усиление электрической
 Моздок с ПС 500 кВ Моздок сети ОЭС Юга в
 направлении
 Дагестанской и
 Северокавказской
 энергосистем 23. ВЛ 500 кВ Ростовская - - - 260 668 - - 260 668 повышение пропускной
 Брюховецкая с ПС 500 кВ способности
 Брюховецкая и заходами ВЛ 500 электрической сети
 кВ Тихорецк - Крымская 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 - - - - - усиление электрической

ПС 500 кВ Астрахань (перевод сети 500 кВ на номинальное напряжение) Астраханской (2011-2015 годы) энергосистемы

26. ВЛ 330 кВ Моздок - Артем с ПС 280 250 - - - - 280 250 повышение пропускной

330 кВ Артем с заходами ВЛ способности

330 кВ Чирюрт - Махачкала 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 297 668 - - - - 297 668 повышение надежности с ПС 500 кВ Крымская и электроснабжения юго-заходами ВЛ 220 кВ 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 - - - 170 - - - 170 - повышение надежности Центральной электроснабжения юго-западного района Краснодарской энергосистемы

30. ПС 500 кВ Черноморская с - - - 668 - - - 668 повышение надежности определением ее привязки к электроснабжения сети 220 кВ и переводом ВЛ потребителей Сочинского Центральной - Черноморская энергоузла на напряжение 500 кВ

31. ВЛ 500 кВ Ставропольская - - 109 - - - 109 - повышение надежности ГРЭС - Невинномысск электроснабжения потребителей Ставропольской энергосистемы

32. Установка второго АТ на ПС - - - - - 501 - 501 -"-

500 кВ Фроловская

33. ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС - - - 68 - - - 68 - повышение надежности Чирюрт работы основной сети

330 кВ Дагестанской энергосистемы и надежности выдачи мощности Ирганайской ГЭС

34. ВЛ 330 кВ Нальчик - - - 141 - - - 141 - повышение надежности Владикавказ-II электроснабжения потребителей республик Северная Осетия -

Алания и Ингушетия,
Чеченской Республики 35. ПС 330 кВ Кисловодск с --- 250 --- 250 повышение надежности
заходами ВЛ 330 кВ Черкесск - электроснабжения
Баксан потребителей курортной
зоны г. Кисловодска 36. ПС 330 кВ Кизляр с заходами --- 125 --- 125 повышение надежности
ВЛ 330 кВ Буденновск - Чирюрт электроснабжения
потребителей г. Кизляр 37. ПС 330 кВ Кропоткин, --- 200 --- 200 электроснабжение
установка 2-го АТ потребителей г. Кропоткин 38. ПС 330 кВ Грозный, - 250 - - - 250
электроснабжение
установка 2-го АТ потребителей г. Грозный 39. ПС 330 кВ Благодарная, --- 125 --- 125 повышение
надежности
установка 2-го АТ электроснабжения
потребителей
Ставропольской
энергосистемы 40. Установка 2-го АТ 330/110 кВ --- 125 --- 125 -"
на ПС 500 кВ Буденновск
Итого для повышения 1020,4 1836 1100,8 2829 450 501 2571,2 5166
надежности электроснабжения
потребителей и снятия сетевых
ограничений
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
протя- мощ- протя- мощ- протя- мощ- протя- мощ- Назначение объекта				
женность ность женность ность женность ность женность ность				
(км) (МВА) (км) (МВА) (км) (МВА) (км) (МВА) -----				

Для выдачи мощности электростанций 1. ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС - 26 - - - - 26 - для усиления
схемы

РП Центральная (третья цепь) 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 20 - - - - 20 - для выдачи мощности

Ульяновская ТЭЦ-2 - Ульяновских

Ульяновская до ПС 220 кВ ТЭЦ-1, 2, 3

Западная и перевод ее на

номинальное напряжение 4. ВЛ 220 кВ Западная - Барыш - - 103 - - 103 - для выдачи мощности

Ульяновских

ТЭЦ-1, 2, 3 5. ВЛ 220 кВ Чебоксарская - - 15 - - 15 - для выдачи мощности

ТЭЦ-2 - Катраси Чебоксарской ТЭЦ-2 6. ВЛ 220 кВ ТЭЦ ВАЗ - - - - 40 - 40 - для выдачи мощности

Промкомзона - Азот ТЭЦ ВАЗ 7. ВЛ 220 кВ Чигашино - Помары - - - - 104 - 104 - для выдачи мощности ТЭЦ г. Йошкар-Олы

Итого для выдачи мощности 46 400 118 - 144 - 308 400 электростанций

Для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений 8. ПС 500 кВ Красноармейская с 1 1068 - - 1 801 2 1869 для повышения заходами на нее ВЛ 500 кВ надежности Балаковская электроснабжения АЭС - Куйбышевская потребителей Самарской энергосистемы, обеспечение возможности присоединения потребителей, для разгрузки ПС 500 кВ Куйбышевская 9. ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - 206,2 - - - - 206,2 - для надежного Курдюм электроснабжения потребителей правобережной части Саратовской энергосистемы и г. Саратова 10. ПС 500 кВ Кама с заходами ВЛ 5,4 668 - - - - 5,4 668 для электроснабжения 500 кВ Нижнекамская ГЭС - развивающейся особой Удмуртской экономической зоны Татарской энергосистемы в районе г. Елабуги 11. ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - - - 160 - - - 160 - для усиления внутренних Ключики 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 - - - 501 - - - 501 для повышения кВ на ПС Пенза-II надежности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла 13. Установка второго АТ 500/220 - - 12 801 - - 12 801 для обеспечения кВ на ПС Азот с заходами ВЛ возможности подключения 500 кВ Жигулевская ГЭС - новых потребителей (в Куйбышевская на ПС Азот том числе металлургического завода в г. Тольятти) 14. ВЛ 500 кВ Ключики - - - 200 - - - 200 - для усиления Пенза-II электрических связей ОЭС Средней Волги, а также для повышения надежности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла 15. ПС 500 кВ Казань с заходами - - - - 80 668 80 668 для повышения

на нее ВЛ 500 кВ Помары - надежности
 Удмуртская электроснабжения
 потребителей Казанского
 энергоузла
 Итого для повышения 213 1736 372 1302 81 1469 666 4507
 надежности электроснабжения
 потребителей и снятия сетевых
 ограничений
 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	
+	+	+	+	+	
протя-	мощ-	протя-	мощ-	протя-	Назначение объекта
женность	ность	женность	ность	женность	ность
(км)	(МВА)	(км)	(МВА)	(км)	(МВА)

Для выдачи мощности электростанций 1. Заходы ВЛ 500 кВ Южная-Шагол - - 150 - - - 150 - для выдачи мощности
 на Белоярскую АЭС-2 блока N 4 Белоярской
 АЭС-2 (880 МВт) 2. ВЛ 500 кВ Белоярская АЭС-2 - - - 160 - - - 160 - -"
 Емелино 3. Заходы ВЛ 220 кВ Белоярская - - 14 - - - 14 - -"
 АЭС - Окунево на Белоярскую
 АЭС-2, заходы ВЛ 220 кВ
 Белоярская АЭС - Каменская на
 Белоярскую АЭС-2 4. Заходы ВЛ 500 кВ Шагол - - - - 120 - 120 - для выдачи мощности
 Козырево на Южно-Уральскую Южно-Уральской АЭС
 АЭС (4600 МВт) 5. ВЛ 500 кВ Южно-Уральская - - - - 80 - 80 - для выдачи мощности
 АЭС - Дубровка Южно-Уральской АЭС
 (4600 МВт) 6. ВЛ 500 кВ Южно-Уральская - - - - 115 - 115 - -"
 АЭС - Миасс 7. ВЛ 500 кВ Южно-Уральская - - - - 115 - 115 - -"
 АЭС - Златоуст 8. ВЛ 500 кВ Южно-Уральская - - - - 200 - 200 - -"
 АЭС - Емелино 9. ВЛ 220 кВ ПГУ в Тарко-Сале - 320 - - - - 320 - для выдачи мощности ПГУ
 Тарко-Сале (4 цепи) в Тарко-Сале 10. Заходы ВЛ 220 кВ Тарко-Сале - - - 80 - - - 80 - -"
 Уренгой на ПГУ в Тарко-Сале 11. ВЛ 220 кВ ПГУ в Тарко-Сале - - - 60 - - - 60 - -"
 Северная 12. Достройка двухцепной ВЛ 220 - - 14 - - - 14 - для выдачи мощности ПГУ
 кВ ПГУ в Тарко-Сале - Северная в Тарко-Сале 13. Двухцепная ВЛ 220 кВ ПГУ в - - 120 - - - 120 - -"
 Тарко-Сале - Северная 14. ВЛ 220 кВ ПГУ в Тарко-Сале - - - 142 - - - 142 - -"
 Уренгой 15. Двухцепная ВЛ 220 кВ Северная - - 10 - - - 10 - -"
 - Тарасовская 16. Заходы ВЛ 500 кВ Холмогоры - - - 150 - - - 150 - -"
 Тарко-Сале на ПГУ в Тарко-Сале 17. Заходы ВЛ 220 кВ Вандмтор - 8 - - - - 8 - для выдачи мощности
 Ильково на Няганьскую ТЭС ПГУ-400 Няганьской ТЭС 18. Заходы ВЛ 500 кВ Ильково - - - 10 - - - 10 -
 для выдачи мощности 2-х
 Луговая на Няганьскую ТЭС ПГУ-400 Няганьской ТЭС 19. Две ВЛ 220 кВ Няганьская - - 310 - - - 310 -
 для выдачи мощности
 ТЭС - Картопья Няганьской ТЭС 20. Две ВЛ 220 кВ 20 - - - - 20 - для выдачи мощности
 Новобогословская ТЭЦ - БАЗ Новобогословской ТЭЦ 21. Две ВЛ 220 кВ - - 20 - - - 20 - -"

Новобогословская

ТЭЦ - Краснотурьинск 22. ВЛ 220 кВ Новобогословская - - 45 - - - 45 - -"

ТЭЦ - Сосьва 23. Две ВЛ 220 кВ Новая ТЭЦ в - - 40 - - - 40 - для выдачи мощности

Березниках - Титан блоков N 1-4 Новой ТЭЦ

в Березниках (400 МВт) 24. ВЛ 220 кВ Новая ТЭЦ в - - 20 - - - 20 - -"

Березниках - Космос 25. Двухцепная ВЛ 220 кВ 160 - - - - - 160 - для выдачи мощности

Уренгойская ГРЭС - Уренгой Уренгойской ГРЭС

(с заходами) 26. Заходы ВЛ 220 кВ Уренгой - - - 160 - - - 160 - для выдачи мощности

Пангоды на Уренгойскую ГРЭС Уренгойской ТЭС-2 27. ВЛ 500 кВ Уренгойская ГРЭС - - - 271 - - - 271 - -"

Тарко-Сале 28. ВЛ 220 кВ Нижневартовская 30 - - - - - 30 - дополнительный объект

ГРЭС - Космос и для выдачи мощности

Нижневартовская ГРЭС - Мираж блока N 2

(с использованием Нижневартовской ГРЭС

существующих ВЛ 220 кВ

Нижневартовская ГРЭС - Космос

- Мираж и Нижневартовская

ГРЭС - Мираж) 29. ВЛ 500 кВ Нижневартовская 50 - - - - - 50 - для выдачи мощности

ГРЭС - Белозерная блока N 3

Нижневартовской ГРЭС

(800 МВт) 30. ВЛ 500 кВ Нижневартовская - - 50 - - - 50 - для выдачи мощности

ГРЭС - Кустовая блока N 4

Нижневартовской ГРЭС

(800 МВт) 31. ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - 150 - - - - - 150 - для выдачи мощности

Магистральная блоков N 7, 8

Сургутской ГРЭС-2

(800 МВт) 32. ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-1 - 11,2 - - - - - 11,2 - для выдачи мощности

Тюменская ТЭЦ-2 Тюменской ТЭЦ-1 33. ПС 500 кВ Беркут - - - 501 - - - 501 для выдачи мощности

Тюменской ТЭЦ-2

(450 МВт) 34. Заходы ВЛ 220 кВ Заводоуковск - - 20 - - - 20 - -"

- Голышманово в ОРУ 220 кВ ПС

Беркут 35. ВЛ 220 кВ Нижнетуринская ГРЭС - - 25 - - - 25 - для выдачи мощности

- Качканар Нижнетуринской ГРЭС 36. Две ВЛ 220 кВ Нижнетуринская - - 160 - - - 160 - -"

ГРЭС - Тагил 37. ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС - - - 100 - - - 100 - для выдачи мощности

Шиловская Рефтинской ГРЭС

(660 МВт) 38. ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - - - 300 - - - 300 - для выдачи мощности

Приваловская Троицкой ГРЭС (660 МВт) 39. ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - - - 187 - - - 187 - -"

Урал 40. Заходы второй цепи ВЛ 220 кВ 1 - - - - - 1 - для выдачи мощности

Козырево - Челябинской ТЭЦ-3

Новометаллургическая в ОРУ

220 кВ Челябинской ТЭЦ-3 41. ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 - 6 - - - - - 6 - -"

Новометаллургическая 42. Переключение ВЛ 220 кВ Южно- 8 - - - - - 8 - для выдачи мощности

Уральская ГРЭС - Шагол-2, Южно-Уральской ГРЭС

Южно-Уральская ГРЭС -

Троицкая ГРЭС на новое ОРУ

500/220 кВ, строительство

двух цепей связи ВЛ 220 кВ с

новым ОРУ 500/220 кВ 43. Заходы ВЛ 220 кВ - - 10 - - - 10 - для выдачи мощности

Краснотурьинск - Сосьва на Серовской ГРЭС

Серовскую ГРЭС 44. Заходы ВЛ 500 кВ Сосьва - - - 2 - - - 2 - - -

БАЗ на Серовскую ГРЭС 45. ВЛ 220 кВ Кировская ТЭЦ-5 - - - - 84 - 84 - для выдачи мощности

Котельнич Кировской ТЭЦ-5

Итого для выдачи мощности 764,2 - 2630 501 714 - 4108,2 501

электростанций

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 6 1002 - - - - 6 1002 повышение надежности

ВЛ 500 кВ Южная - Воткинская электроснабжения

ГЭС и заходами ВЛ 220 кВ потребителей

Первоуральского

энергоузла Свердловской

энергосистемы 49. ВЛ 500 кВ Северная - БАЗ с 199,8 501 - - - - 199,8 501 повышение надежности

расширением ПС 500 кВ БАЗ электроснабжения

(второй АТ) потребителей Серово-

Богословского

энергоузла Свердловской

энергосистемы 50. ПС 500 кВ Сосьва с заходами 2 501 - 667 - - 2 1168 - -

ВЛ 500 кВ Тагил - БАЗ 51. ПС 500 кВ Приваловская - - - 250 - - - 250 повышение надежности

(второй АТ 500/110 кВ) электроснабжения

потребителей Саткинско-

Златоустовского

энергоузла Челябинской

энергосистемы 52. ПС 500 кВ Газовая - 501 - - - - 501 повышение надежности

(второй АТ 500/220 кВ) электроснабжения

потребителей

Оренбургской

энергосистемы 53. ПС 500 кВ Маян с заходами ВЛ - - 12,4 250 - - 12,4 250 повышение надежности

Рефтинская ГРЭС - Тюмень электроснабжения

потребителей Восточного

энергоузла Свердловской

энергосистемы 54. ПС 500 кВ Шиловская с - - 16 1002 - - 16 1002 повышение надежности

заходами ВЛ Рефтинская ГРЭС - электроснабжения

Южная потребителей

г. Екатеринбурга 55. ПС 500 кВ Амет с заходами ВЛ 8 501 - - - - 8 501 электроснабжение нового

Кропачево - Уфимская производства Ашинского

[illegible]

напряжение) (2007-2010 гг.) потребителей Урайского
 и Няганьского
 энергоузлов Тюменской
 энергосистемы 68. ПС 500 кВ Тюмень (комплексная - 1169 - - - - 1169 повышение надежности
 реконструкция) электроснабжения
 потребителей Тюменской
 энергосистемы 69. ПС 500 кВ Демьянская - 1169 - - - - 1169 повышение надежности
 (комплексная реконструкция) электроснабжения
 потребителей 70. ВЛ 500 кВ Холмогоры - Тарко- 185,3 - - - - 185,3 - повышение надежности
 Сале (комплексная электроснабжения
 реконструкция) потребителей Северного
 и Ноябрьского
 энергоузлов Тюменской
 энергосистемы 71. ПС 500 кВ Белозерная (вывод - 501 - - - - 501 повышение надежности
 из консервации АТГ N 3 электроснабжения
 500/220 кВ) потребителей 72. ПС 500 кВ Кирилловская 44 1169 - - - - 44 1169 повышение надежности
 (Когалым) с заходами ВЛ 500 электроснабжения
 кВ Сургутская ГРЭС-2 - потребителей
 Холмогорская и заходами ВЛ Когалымского
 220 кВ Моховая - Когалым энергоузла, усиление
 транзита Сургут -
 Северные районы
 Тюменской области 73. ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 191 - - - - 191 - повышение надежности
 кВ) Уренгой - Тарко-Сале электроснабжения
 (комплексная реконструкция) потребителей Северного
 и Ноябрьского
 энергоузлов Тюменской
 энергосистемы 74. ПС Кирпичниково с заходами ВЛ 110 1169 - - - - 110 1169 повышение надежности
 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - электроснабжения
 Ильково и заходами ВЛ 220 кВ потребителей
 Сомкинская - Пимская, Сургутского энергоузла
 Сомкинская - Контур, Тюменской энергосистемы
 строительство ВЛ 500 кВ
 Сомкинская - Кирпичниково 75. ПС 500 кВ Пыть-Ях - 501 - - - - 501 повышение надежности
 АТГ N 3 500/220 кВ электроснабжения
 потребителей
 Нефтеюганского
 энергорайона Тюменской
 энергосистемы 76. ПС 500 кВ - 501 - - - - 501 повышение надежности
 Трачуковская электроснабжения
 АТГ N 3 500/220 кВ потребителей
 Нижневартовских
 электросетей Тюменской
 энергосистемы 77. ПС 500 кВ - 501 - - - - 501 повышение надежности
 Холмогорская электроснабжения
 АТГ N 3 500/220 кВ потребителей Ноябрьских
 электросетей Тюменской
 энергосистемы 78. ПС 500 кВ Магистральная - 501 - - - - 501 повышение надежности

АТГ N 3 500/220 кВ электроснабжения
 потребителей
 Нефтеюганского
 энергорайона Тюменской
 энергосистемы 79. ПС 500 кВ Нелым - - - - - нормализация напряжения
 УШР 180 МВАр (2007- в электрической сети
 2010 годы) 80. ПС 500 кВ Луговая - 501 - - - - 501 повышение надежности
 АТГ N 2 электроснабжения
 потребителей Урайского
 и Няганьского
 энергоузлов Тюменской
 энергосистемы 81. ПС 500 кВ Тарко-Сале - 501 - - - - 501 повышение надежности
 АТГ N 2 электроснабжения
 потребителей
 Ноябрьского энергоузла
 Тюменской энергосистемы 82. ПС 500 кВ Сомкинская АТГ N 3 - 501 - - - - 501 повышение надежности
 электроснабжения
 потребителей
 Сургутского энергоузла
 Тюменской энергосистемы 83. ВЛ 500 кВ Кирилловская - 150 - - - - 150 - повышение надежности
 Трачуковская 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 - - - 110 - - - 110 - повышение надежности
 Радужная электроснабжения
 потребителей
 Нижневартовского
 энергоузла Тюменской
 энергосистемы 87. ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - 120 - - - - 120 - повышение надежности
 Трачуковская 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 - - 150 1002 - - 150 1002 повышение надежности
 заходами ВЛ Тарко- электроснабжения Тарко-

Тюменской энергосистемы 90. ВЛ 500 кВ Тарасовская - - - - - 280 - 280 - усиление электрической Радужная сети 500 кВ в связи с приемом мощности от

- Тарасовская 93. ПС 500 кВ Надым --- 1002 --- 1002 усиление электроснабжения

энергосистемы 94. ВЛ 500 кВ Надым - Уренгойская - - 278 - - - 278 - усиление

потребителей северных

энергосистемы 95. ПС 500 кВ Хантос - - - - 1002 - 1002 повышение надежности

потребителей

энергорайона Тюменской

ГРЭС - Тайлаковская 100. ВЛ 500 кВ Тайлаковская - - - - 460 - 460 - повышение надежности

Нижневартковского

энергосистемы 101. ПС 500 кВ Обская - - - - 1002 - 1002 повышение надежности

потребителей Полярного

электроснабжения

районов Тюменской

электроснабжения

Тобольского энергоузла

Нелым на ПС Тобольская электроснабжения

Тобольского энергоузла

заходами ВЛ Кирпичниково - электроснабжения

Нефтеюганского

энергосистемы 106. ПС 500 кВ Сибирская АТГ N 3 - - - - - повышение надежности

Скачано на сайте «Законы РФ» — <https://actrf.ru>

потребителей
 Нижневартковского
 энергоузла Тюменской
 энергосистемы 107. ВЛ 500 кВ Холмогорская - - - - 150 - 150 - повышение надежности
 Кирилловская электроснабжения
 потребителей
 Когалымского и
 Ноябрьского энергоузлов
 Тюменской энергосистемы
 Итого для повышения 1504,1 12358 566,4 6177 3159 17832 5229,5 36367
 надежности электроснабжения
 потребителей и снятия сетевых
 ограничений
 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
протя-	мощ-	протя-	мощ-	протя-
мощ-	протя-	мощ-	протя-	мощ-
Назначение объекта	женность	ность	женность	ность
женность	ность	женность	ность	женность
ность	женность	ность	женность	ность
(км) (МВА)	(км) (МВА)	(км) (МВА)	(км) (МВА)	(км) (МВА)

Для выдачи мощности электростанций 1. ВЛ 500 кВ Северская АЭС - - - 35 - 35 - 70 - для выдачи
 мощности
 Томская Северской АЭС 2. ВЛ 500 кВ Северская АЭС - ПС - - 10 - 10 - 20 - -"
 ПТ +-500 кВ Северская 3. ВЛ 500 кВ ПС ПТ +-500 кВ - - 35 - 35 - 70 - -"
 Северская - Томская 4. Заходы ВЛ 500 кВ Томск - - - 190 - - - 190 - для выдачи мощности
 Парабель на Таловскую ТЭС Таловской ТЭС (1320 МВт) 5. ВЛ 500 кВ Таловская ТЭС - - - 180 - - - 180 - -"
 Томск 6. Заходы ВЛ 500 кВ Камала - - - - 200 - 200 - для выдачи мощности
 Тайшет на Канскую ТЭС Канской ТЭС (1320 МВт) 7. Две ВЛ 500 кВ Барабинская - - - - 360 501 360 501
 для выдачи мощности
 ТЭС - ПС Барабинская с Барабинской ТЭС
 расширением ПС 500 кВ (660 МВт)
 Барабинская 8. Две ВЛ 500 кВ Байкальская ТЭС - - 50 - 50 - 100 - для выдачи мощности
 - Тулун с расширением ОРУ-500 Байкальской ТЭС
 кВ Тулун (660 МВт) 9. ВЛ 220 кВ ПС Новокрасноярская 32 - - - - 32 - для выдачи мощности
 - Красноярская ТЭЦ-3 блоков N 1 и 2
 Красноярской
 ТЭЦ-3 (2 x 185 МВт) 10. ВЛ 220 кВ ЦРП - ТЭЦ-3 - - - - 14 - 14 - для выдачи мощности
 блока N 3 Красноярской
 ТЭЦ-3 (185 МВт) 11. Заходы ВЛ 220 кВ ТЭЦ-4 - - - 18 - - - 18 - для выдачи мощности
 Лузино (второй цепи) Омской ТЭЦ-6 (600 МВт)
 на Омскую ТЭЦ-6 12. Расширение ПС - - - - - 200 - 200 для выдачи мощности
 220 кВ Левобережная Омской ТЭЦ-6 (600 МВт) 13. Три ВЛ 220 кВ Абагурская ТЭС - - - - - 30 - 30 - для
 выдачи мощности
 Ферросплавная с расширением Абагурской ТЭС (660 МВт)
 ПС 220 кВ Ферросплавная 14. Третья ВЛ 500 кВ Березовская 18 - - - - 18 - для выдачи мощности

ГРЭС - Итат блока N 3 Березовской
ГРЭС-1 (800 МВт) 15. Четвертая ВЛ 500 кВ -- 18 --- 18 - для выдачи мощности
Березовская ГРЭС - Итат Березовской ГРЭС-1 16. Две ВЛ 500 кВ Кадатская - Итат --- 60 - 60 - "-" 17.
Заходы ВЛ 500 кВ Итат - Томск --- 10 - 10 - "-"
на ПС Кадатская 18. Заходы ВЛ 500 кВ Итат --- 24 - 24 - "-"
Новоанжерская на ПС Кадатская 19. ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС - 336 --- 336 - для выдачи мощности
Маккавеево блока N 3 Харанорской
ГРЭС (225 МВт) 20. ВЛ 500 кВ Харанорская ГРЭС --- 50 - 50 - для выдачи мощности
Харанорская ТЭС блока N 4 Харанорской
ГРЭС (660 МВт) 21. ВЛ 500 кВ Чита - Харанорская --- 250 - 250 - "-"
ГРЭС 22. ВЛ 220 кВ Томская - ТЭЦ-3 --- 24 - 24 - для выдачи мощности
(3 цепь) Томской ТЭЦ-3
(2 x 185 МВт) 23. Две ВЛ 220 кВ Новозиминская --- 20 - 20 - для выдачи мощности
ТЭЦ - ПС Новозиминская Новозиминской ТЭЦ 24. ВЛ 220 кВ Новозиминская --- 130 - 130 - "-"
ТЭЦ - Тулун 25. ВЛ 500 кВ Томь-Усинская -- 50 --- 50 - для выдачи мощности
ГРЭС - Кузбасская Томь-Усинской ГРЭС 26. ВЛ 500 кВ Томь-Усинская -- 40 --- 40 - для выдачи мощности
ГРЭС - Новокузнецкая Томь-Усинской ГРЭС 27. ВЛ 220 кВ Томь-Усинская -- 70 --- 70 - "-"
ГРЭС - НКАЗ-II 28. ВЛ 220 кВ Томь-Усинская -- 60 --- 60 - "-"
ГРЭС - ЗСМК 29. Две ВЛ 500 кВ Богучанская 320 --- 320 - выдача мощности
ГЭС - Ангара (БогАЗ) Богучанской ГЭС
(9 x 333 МВт) 30. ВЛ 500 кВ Ангара (БогАЗ) - 283 --- 283 - "-"
Озерная 31. ВЛ 500 кВ Ангара - Камала 350 --- 350 - "-" 32. ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС --- 365 --- 365 - "-"
Озерная 33. ОРУ 500 кВ Богучанская ГЭС --- "-"
(3 x 180) 34. ПС 500 кВ Ангара - 1503 - 501 --- 2004 - "-" 35. ПС 500 кВ Озерная --- выдача мощности
(УШР-180) Богучанской ГЭС 36. ПС 500 кВ Камала (УШР-180) --- "-" 37. ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС - 264 --- 264 - "-"
Приангарская 38. ВЛ 220 кВ Приангарская - 350 --- 350 - "-"
Раздолинск 39. ПС 220 кВ Приангарская - 250 --- 250 - "-" 40. Две ВЛ 220 кВ Богучанская 22 --- 22 - "-"
ГЭС - Козинск 41. Четыре ВЛ 220 кВ Выдумская --- 180 - 180 - выдача мощности
ГЭС - ПС 220 кВ Раздолинская Нижнеангарских ГЭС
с расширением ОРУ (Выдумской ГЭС (300
220 кВ ПС Раздолинская МВт) и Нижнебогучанской
ГЭС (660 МВт) 42. Заходы ВЛ 220 кВ Богучанская --- 80 - 80 - выдача мощности
ГЭС - Приангарская на Нижнеангарских ГЭС
Нижнебогучанскую ГЭС (Выдумской ГЭС (300
МВт) и Нижнебогучанской
ГЭС (660 МВт) 43. Две ВЛ 220 кВ Нижнебогучанская --- 130 - 130 - выдача мощности
ГЭС - Ангара Нижнеангарских ГЭС
с расширением ОРУ ---
220 кВ ПС 500 кВ Ангара 44. Заходы ВЛ 220 кВ Кемерово --- 80 --- 80 - выдача мощности
Беловская на Крапивинскую ГЭС 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) 47. Три ВЛ 220 кВ Мокская ГЭС - - - - 165 - 165 - выдача мощности Мокской
 ПС 500 кВ Витим ГЭС (600 МВт)
 Итого для выдачи мощности 1975 1753 1201 501 1857 1369 5033 3623
 электростанций
 Для повышения надежности электроснабжения потребителей и снятия сетевых ограничений 48. ВЛ
 500 кВ Гусиноозерская 185 - - - - 185 - повышение
 ГРЭС - Петровск - пропускной способности
 Забайкальский электрической связи
 Бурятия - Чита 49. Перевод ВЛ 500 кВ - - - - - - - - - -
 Гусиноозерская ГРЭС -
 Петровск - Забайкальский -
 Чита на номинальное
 напряжение 50. ПС 500 кВ Чита - - - 668 - - - 668 - -
 ШР-180, 2 СТК-25 51. ПС 500 кВ Гусиноозерская - - - 668 - - - 668 - -
 с заходами ВЛ - - 3 - - - 3 -
 500 кВ 52. ПС 500 кВ Барабинская с - 668 - - - - 668 повышение пропускной
 включением ВЛ Заря - способности
 Барабинская на проектное электрической связи
 напряжение Омск - Новосибирск 53. Достройка ВЛ 500 кВ 362 - - - - 362 - -
 Барабинская - Таврическая
 с ПС 500 кВ Восход и - - - 668 - - - 668
 с заходами ВЛ 500 кВ - - 4,2 - - - 4,2 -
 Барабинская - Таврическая УШР
 на ПС Барабинская 54. ПС 500 кВ Кузбасская - 1896 - - - - 1896 электроснабжение юга
 СТК-160 Кузбасса 55. Заходы ВЛ 500 кВ Барнаул - 11,2 - - - - 11,2 - -
 Новокузнецк на ПС 500 кВ
 Кузбасская 56. Заходы ВЛ 500 кВ Беловская 9 - - - - 9 - -
 ГРЭС - Новокузнецк на ПС
 500 кВ Кузбасская 57. Перевод одной ВЛ 500 кВ Саяно- 1 - 2 - - - 3 - электроснабжение юга
 Шушенская ГЭС - Новокузнецкая Кузбасса
 на ПС 500 кВ Кузбасская с
 использованием ВЛ
 500 кВ Новокузнецк -
 Кузбасская 58. ВЛ 500 кВ Означенное - 40 - - - - 40 - электроснабжение второй
 Алюминиевая с очереди Саянского
 ПС Алюминиевая - 1002 - - - - 1002 алюминиевого завода
 с заходами ВЛ 500 кВ 30 - - - - 30 - (САЗ)
 Означенное - Абаканская 59. ВЛ 500 кВ Алюминиевая - 74,5 - 282 - - - 356,5 - повышение надежности
 Абакан - Итат электроснабжения САЗ,
 снижение ограничений
 по выдаче мощности
 Саяно-Шушенской ГЭС 60. УПК на ВЛ 500 кВ Саяно- - 670 - - - - 670 снятие ограничений на
 Шушенская ГЭС - Новокузнецкая выдачу мощности Саяно-
 (Кузбасская) Шушенской ГЭС 61. ВЛ 500 кВ Усть-Илимская - - 287,1 - - - 287,1 - для электроснабжения

ГЭС - Нижнеангарская потребителей севера
 (участок Усть-Кут - Иркутской области и
 Киренга - Нижнеангарск) зоны БАМа 62. ПС 500 кВ Усть-Кут с - - - 668 - - - 668 обеспечение
 переводом ВЛ 500 кВ электроснабжения севера
 Усть-Илим - Усть-Кут Иркутской области в
 на 500 кВ зоне БАМа и нефте-
 провода ВСТО 63. ВЛ-500 кВ Усть-Илимская - - 280 - - - 280 - -"
 ГЭС - Усть-Кут (вторая ВЛ) 64. ПС 500 кВ Нижнеангарская - - - 668 - - - 668 повышение надежности и
 ШР-180, 2 СТК-50 обеспечение прироста
 электропотребления в
 зоне БАМа 65. ВЛ 500 кВ Усть-Илимская - - 260 - - - 260 - повышение надежности
 ГЭС - Братский ПП выдачи мощности Усть-
 Илимской ГЭС 66. ВЛ 500 кВ Усть-Кут - Братский - - - - 360 - 360 - обеспечение второго
 ПП с расширением ОРУ 500 кВ питания ПС 500 кВ
 Братский ПП и Усть-Кут Усть-Кут.
 Обеспечение выдачи
 мощности газотурбинных
 ТЭС на базе
 месторождений севера
 Иркутской области 67. ВЛ 220 кВ Верхнечонская ГТУ - 360 - - - - 360 - обеспечение надежности
 Мамаканская ГЭС 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 310 126 - - - - 310 126 выдача мощности новой
 Киренск - НПС-8 с ГТУ на севере Иркутской
 расширением ОРУ-220 кВ ПС области.
 Киренга 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 - 1503 - 501 - - - 2004 -"
 алюминиевый завод) 4 x 501 МВА
 с заходом одной 16 - - - - 16 -
 ВЛ 500 кВ Тайшет - Братская
 на ПС Озерная 71. ВЛ 500 кВ Тайшет - Озерная 15 - - - - 15 - -"

(ТАЗ) 72. ПС 500 кВ ИркаЗ (Ключи) - 1503 - - - - 1503 электроснабжение
 3 x 501 МВА 2х БСК-100 расширяемой части
 с заходом ВЛ 500 кВ Иркутская 49 - - - - 49 - алюминиевого
 - Гусиноозерская ГРЭС, завода ИркаЗ и
 с заходом ВЛ 500 кВ Тыреть - 47,5 - - - - 47,5 - повышение надежности
 ИркаЗ (Ключи) электроснабжения
 Иркутско-Черемховского
 района и транзита
 Иркутск - Бурятия 73. ВЛ 500 кВ Гусиноозерская - - - - 285 - 285 - повышение надежности
 Ключи транзита Иркутск -
 Бурятия 74. ПС 500 кВ Новокрасноярская - - - 801 - - 801 для электроснабжения
 с заходами двух - - 6 - - 6 - потребителей
 ВЛ 500 кВ Красноярская - г. Красноярск и
 Красноярская ГЭС транзита Красноярск -
 Иркутск 75. ВЛ 500 кВ Новокрасноярская - - - 240 - - 240 - для электроснабжения
 Итатская потребителей
 Красноярской и
 Иркутской энергосистем 76. ВЛ 500 кВ Новокрасноярская - - - 130 - - 130 - -"
 Камала с расширением ОРУ
 500 кВ ПС Камала 77. ВЛ 500 кВ Томск - Заря - - - - 200 - 200 - для усиления элек-
 трической связи между
 Алтайской и Омской
 энерго-системами 78. ВЛ 500 кВ Заря - Барабинск - - - - 370 - 370 - -"
 (вторая ВЛ) 79. ВЛ 500 кВ Барабинск - Восход - - - - 300 - 300 - для усиления
 (вторая ВЛ) 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 - - - - 10 - 10 - -"
 Заря на ПС 500 кВ Дружная 83. ВЛ 500 кВ Нижнеангарск - Витим - - - - 450 - 450 - для
 электроснабжения
 потребителей БАМа и
 нефтепровода Сибирь -
 Тихий океан 84. Две ВЛ 500 кВ Татауровская - - 80 - - 80 - для обеспечения
 ТЭС - Читинская электрической связи
 с расширением ОРУ электростанций и ОЭС
 500 кВ ПС Читинская Сибири 85. ВЛ 500 кВ Читинская - - - 500 - - 500 - -"
 Гусиноозерская ГРЭС (вторая
 ВЛ) 86. Две ВЛ 500 кВ Олонь-Шибирская - - 120 - - 120 - -"
 ТЭС - Гусиноозерская ГРЭС 87. ВЛ 500 кВ Назаровская ГРЭС - - - 1427 - - 1427 - для обеспечения
 Камала - Братск - электрической связи
 Новозиминская - Иркутская - электростанций и ОЭС
 Гусиноозерская ГРЭС Сибири
 Итого для повышения 1725,2 7368 3621,3 4642 1975 668 7321,5 12678
 надежности электроснабжения

потребителей и снятия сетевых
ограничений

Всего 3700 9121 4822,3 5143 3832 2037 12354,5 16301

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|

+-----+-----+-----+-----+|

| протя- | мощ-| протя-|мощ- | протя-|мощ- | протя- |мощ-| Назначение объекта

|женность|ность|женность|ность|женность|ность|женность|ность|

| (км) |(МВА)| (км) |(МВА)| (км) |(МВА)| (км) | (МВА)| -----

Для выдачи мощности электростанций 1. ВЛ 500 кВ Ургальская ТЭС - ПП - - 360 - - - 360 - для
обеспечения

Лондоко электрической связи

Уральской ТЭС и ОЭС

Востока 2. ПП Лондоко с заходами двух ВЛ - - - - - "-

500 кВ Бурейская ГЭС -

Хабаровская (2011-2015 гг.) 3. ВЛ 500 кВ Ургальская ТЭС - - - 550 - - - 550 - "-

Комсомольская 4. Заходы от двух ВЛ 220 кВ - - 72 - - - 72 - выдача мощности новой

Хабаровская ТЭЦ-3 - Хехцир на ТЭС в Хабаровском крае

новую ТЭС в Хабаровском крае (400 МВт) 5. Три ВЛ 220 кВ Новая ГРЭС - - - - - 180 - 180 - выдача
мощности Новой

Южно-Сахалинская ГРЭС в Сахалинской

области (450 МВт) 6. ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - - 668 - - - - 668 выдача мощности блока

Хабаровская с ПС 500 кВ N 4 Хабаровской ТЭЦ-3

Хехцир-2 (180 МВт) 7. ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 - 136 - - - - 136 - "-

Хехцир 8. Двухцепная ВЛ 220 кВ - - 20 - - - 20 - выдача мощности блоков

Комсомольская ТЭЦ-3 - Старт N 3 и 4 Комсомольской

ТЭЦ-3 (2 x 110 МВт) 9. Двухцепная ВЛ 220 кВ - - 94 - - - 94 - выдача мощности ПГУ

Владивостокская Владивостокской ТЭЦ-2

ТЭЦ-2 - Артемовская ТЭЦ (325 МВт) 10. Двухцепная ВЛ 220 кВ - - 40 - - - 40 - повышение надежности

Артемовская ТЭЦ - Владивосток электроснабжения юга

Приморского края и

выдача мощности

Артемовской ТЭЦ 11. Две ВЛ 500 кВ Приморская - - - - 360 - 360 - выдача мощности

АЭС - Чугуевка Приморской АЭС (600 МВт) 12. Заход ВЛ 220 кВ Оротукан - 1,2 - - - - 1,2 - выдача
мощности

ГПП (Стройбаза) на ОРУ 220 кВ Усть-Среднеканской ГЭС

Усть-Среднеканской ГЭС (570 МВт) 13. Двухцепная ВЛ 220 кВ Усть- 72 - - - - 72 - "-

Среднеканская ГЭС - Оротукан 14. ВЛ 220 кВ Оротукан - - - 361 - - - 361 - "-

Центральная 15. Две ВЛ 220 кВ Граматухинская - - 56 - - - 56 - выдача мощности

ГЭС - Новокиевка Граматухинской ГЭС

(300 МВт) 16. Двухцепная ВЛ 220 кВ - - 106,6 - - - 106,6 - выдача мощности

Нижнебурейская ГЭС - Архара Нижнебурейской ГЭС

(321 МВт) 17. ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС - ПП - - 150 - - - 150 - электроснабжение

[illegible]

Хабаровская (вторая ВЛ) способности между
Хабаровской и
Приморской
энергосистемами 34. ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - - - - 440 - 440 - увеличение пропускной
Владивосток способности сечения
север - юг Приморья 35. Двухцепная ВЛ 220 кВ - - - - 854 - 854 - объединение Южного и
Томмот - Майя Центрального
энергорайонов Якутской
энергосистемы 36. ПС 220 кВ Майя - - - 250 - - - 250 -"- 37. ПС 220 кВ Томмот - - - 126 - - - 126
повышение надежности
электрообеспечения
потребителей южной
Якутии 38. Подвеска второй цепи ВЛ 220 - - 47 - - - 47 - -"
кВ Нижний Куранах - Томмот
Итого для повышения 333 1294 1162 626 1744 - 3239 1920
надежности электрообеспечения
потребителей и снятия
сетевых ограничений
Всего 542 1962 3509 626 3754 1336 7804 3924

ПРИЛОЖЕНИЕ N 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- | 2011- | 2016- | 2006-

|2010 годы|2015 годы|2020 годы |2020 годы ----- Единая

национальная 717,6 1630,3 2524,7 4872,5 (общероссийская) электрическая сеть - всего в том числе:

новое строительство 518,6 1162 1888,6 3569,2 сетей реновации сетей 162,2 365,7 466,4 994,3 прочие

затраты 36,8 102,5 169,8 309 Распределительные 704,6 1489,7 2011,9 4206,3 электрические сети -

всего в том числе: новое строительство 342,8 789,4 1055,5 2187,7 сетей реновации сетей 308,5 608,1

830,1 1746,6 прочие затраты 53,3 92,2 126,4 272 Итого 1422,2 3120 4536,6 9078,8

