



**Министерство энергетики
Российской Федерации**
(Минэнерго России)

П Р И К А З

13 августа 2012 г.

№ 387

Москва

Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2012-2018 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073) и пунктом 4.4.1 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 22, ст. 2577; № 42, ст. 4825; № 46, ст. 5337; 2009, № 3, ст. 378; № 6, ст. 738; № 33, ст. 4088; № 52 (ч. 2), ст. 6586; 2010, № 9, ст. 960; № 26, ст. 3350; № 31, ст. 4251; № 47, ст. 6128; 2011, № 6, ст. 888; № 14, ст. 1935; № 44, ст. 6269; 2012, № 11, ст. 1293; № 15, ст. 1779), п р и к а з ы в а ю:

Утвердить прилагаемую схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2012-2018 годы.

Министр



А.В. Новак

УТВЕРЖДЕНА
приказом Минэнерго России
от «13» августа 2012 г. № 387

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2012-2018 годы

1. Основные цели и задачи

Схема и программа развития Единой энергетической системы (далее – ЕЭС) России на 2012–2018 годы (далее – схема и программа) разработаны в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073).

Основной целью схемы и программы является содействие развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, а также обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность.

Основными задачами схемы и программы являются обеспечение надежного функционирования ЕЭС России в долгосрочной перспективе, скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей и информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов.

2. Прогноз спроса на электрическую энергию по единой энергетической системе России и территориям субъектов Российской Федерации на 2012-2018 годы

Прогноз спроса на электрическую энергию на период 2012-2018 годов по ЕЭС России выполнен на основе Сценарных условий для формирования вариантов социально-экономического развития России в 2012-2014 годах, представленных Минэкономразвития России в апреле 2011 года, и макроэкономических показателей «Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2012 год и плановый период 2013–2014 годы», одобренного на заседании Правительства Российской Федерации в сентябре 2011 года. В качестве ориентиров и приоритетов долгосрочного социально-экономического развития приняты уточненные в феврале 2011 года на совещании у Председателя Правительства Российской Федерации В.В. Путина параметры, предусматриваемые «Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 г. № 1662-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 47, ст. 5489; 2009, № 33, ст. 4127).

Объем электропотребления в ЕЭС России увеличился в 2011 году по сравнению с 2010 годом на 1,12% и составил 1000,07 млрд.кВт.ч. Относительно невысокий прирост электропотребления 2011 года связан, с одной стороны, с замедлением процесса посткризисного восстановления экономики, с другой, высокой базой электропотребления 2010 года, обусловленной значительным восстановительным ростом электроемких производств в этом году, а также погодными условиями (холодная зима и жаркое лето).

Прогнозируемый вариант спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2012-2018 годов (рисунок 2.1), составлен в рамках умеренно-оптимистичного варианта прогноза социально-экономического развития России, предложенного Минэкономразвития России в качестве базового варианта для разработки параметров федерального бюджета на 2012-2014 годы.

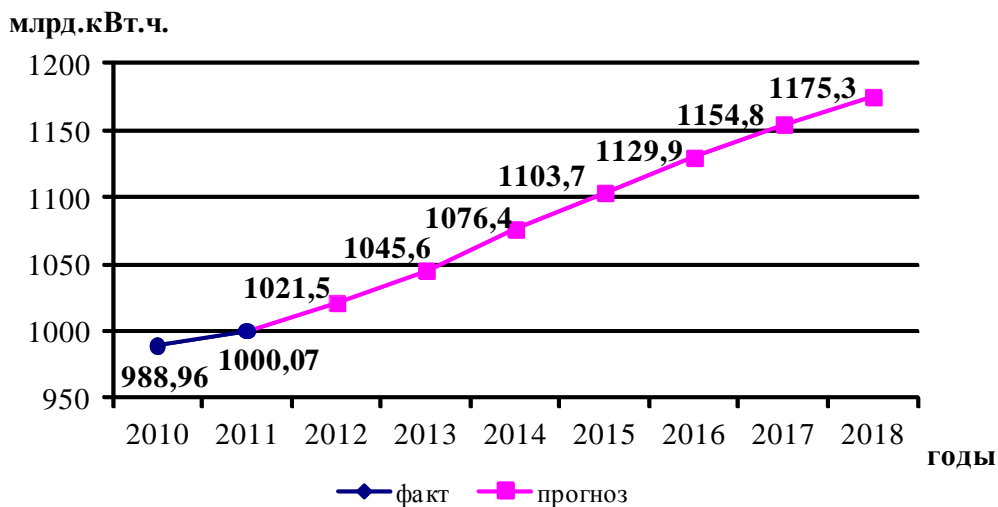


Рисунок 2.1 Прогноз потребления электрической энергии по ЕЭС России на 2012-2018 годы

Базовый вариант предусматривает развитие экономики в условиях реализации активной государственной политики, направленной на улучшение инвестиционного климата, повышение конкурентоспособности и эффективности бизнеса, на стимулирование экономического роста и модернизации производства. Прогнозный период 2012-2014 годов характеризуется переходом от развития экономики в условиях благоприятной внешней конъюнктуры к развитию в условиях нестабильности мировых рынков и повышением роли внутренних факторов экономического роста. Согласно этому варианту темпы роста валового внутреннего продукта (ВВП) в 2012-2014 годах оцениваются на уровне 3,7-4,6%, при 4,1% в 2011 году; соответственно темпы роста промышленного производства планируются в пределах 3,4-4,2% при 4,8% в 2011 году.

Рост электропотребления, соответствующий базовому варианту прогноза развития экономики страны, будет связан с расширением производства отечественной продукции, осуществлением программ и мероприятий по формированию современных высокотехнологичных производств и реализацией отдельных крупных инвестиционных проектов. Общий спрос на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается на уровне 1175,3 млрд.кВт.ч, что на 175,2млрд.кВт.ч выше объема электропотребления 2011 года. Превышение уровня 2011 года может составить в 2018 году 17,5% при среднегодовом приросте за период 2,33%. Динамика спроса на электрическую энергию по годам прогнозируется неравномерной. Более высокие темпы прироста по ЕЭС России ожидаются в 2014-2015 годах, что обусловлено прогнозируемым повышением роли внутренних факторов экономического роста (расширением и модернизацией производства на действующих объектах и планируемым в эти годы вводом новых мощностей на предприятиях обрабатывающих производств). Снижение темпов прироста электропотребления после 2015 года связано с ожидаемой технологической модернизацией промышленного производства и применением энерго- и ресурсосберегающих технологий.

Прогноз спроса на электрическую энергию по объединенным энергетическим системам (ОЭС) и территориальным энергосистемам составлен на базе фактических показателей электропотребления за последние годы с учетом анализа имеющихся заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии к электрическим сетям с оценкой прироста потребности в электроэнергии. При составлении прогноза использованы указанные в заявках сведения о максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств, сроках их ввода в эксплуатацию, а также о характере нагрузки (вид экономической деятельности (ВЭД) хозяйствующего субъекта), позволяющие оценить распределение прироста потребности в электрическую энергию по ВЭД и годам прогнозирования. При разработке прогноза использованы стратегии социально-экономического развития до 2020 (2025) года субъектов Российской Федерации и федеральных округов, а также информация региональных органов исполнительной власти о крупных инвестиционных проектах, намечаемых к реализации в прогнозный период, их присоединяемой мощности, сроках ввода в эксплуатацию и местах расположения.

Показатели электропотребления по ОЭС, сформированные в рамках прогноза спроса на электрическую энергию в ЕЭС России, представлены в таблице 2.1, по территориальным энергосистемам – в приложении № 1.

Таблица 2.1 Прогноз потребления электрической энергии на 2012-2018 годы, млрд.кВт.ч

	Факт	Ср.год. прирост за 2008 - 2010 годы., %	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2012 - 2018 годы., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ЕЭС России	988,961		1000,070	1021,483	1045,605	1076,435	1103,701	1129,942	1154,808	1175,301	
годовой темп прироста, %	4,49	0,69	1,12	2,14	2,36	2,95	2,53	2,38	2,20	1,77	2,33
ОЭС Северо-Запада	92,723		92,554	94,829	97,200	99,565	102,014	104,439	106,973	109,071	
годовой темп прироста, %	4,40	1,26	-0,18	2,46	2,50	2,43	2,46	2,38	2,43	1,96	2,37
ОЭС Центра	221,847		223,677	228,900	235,173	241,020	247,081	253,602	259,887	266,653	
годовой темп прироста, %	4,79	0,62	0,82	2,34	2,74	2,49	2,51	2,64	2,48	2,60	2,54
ОЭС Средней Волги	104,992		108,005	109,921	112,330	114,582	116,827	119,231	121,392	123,458	
годовой темп прироста, %	5,69	-0,68	2,87	1,77	2,19	2,00	1,96	2,06	1,81	1,70	1,93
ОЭС Юга	82,408		85,749	88,180	91,719	97,248	99,850	102,148	104,787	106,883	
годовой темп прироста, %	5,52	1,64	4,05	2,84	4,01	6,03	2,68	2,30	2,58	2,00	3,20
ОЭС Урала	248,731		254,598	257,986	262,255	266,654	270,624	274,412	278,005	281,684	
годовой темп прироста, %	3,93	0,00	2,36	1,33	1,65	1,68	1,49	1,40	1,31	1,32	1,45
ОЭС Сибири	208,354		204,966	209,834	213,622	223,009	231,447	239,442	246,493	249,690	
годовой темп прироста, %	3,70	1,40	-1,63	2,38	1,81	4,39	3,78	3,45	2,94	1,30	2,86
ОЭС Востока	29,906		30,521	31,833	33,306	34,357	35,858	36,668	37,271	37,862	
годовой темп прироста, %	5,88	2,78	2,06	4,30	4,63	3,16	4,37	2,26	1,64	1,59	3,13

В пяти ОЭС (Юга, Северо-Запада, Востока, Сибири и Центра) темпы прироста спроса на электрическую энергию прогнозируются выше средних по ЕЭС России. Ниже средних ожидаются темпы прироста электропотребления в ОЭС Средней Волги (1,93%) и в ОЭС Урала (средний темп прироста за период – менее 1,5%).

Наиболее высокие темпы увеличения спроса на электрическую энергию ожидаются в ОЭС Юга (средний темп прироста за прогнозный период – 3,2%). Уровень электропотребления может возрасти здесь к концу прогнозного периода по сравнению с 2011 годом на четверть, соответственно доля ОЭС Юга возрастет с 8,6% в 2011 году до 9,1% в 2018 году. Опережающий рост электропотребления в ОЭС Юга будет определяться: реализацией проектов развития нефте- и газодобычи на Каспийском шельфе, расширением трубопроводной системы каспийского трубопроводного консорциума России (КТК-Р); наращиванием производства сельскохозяйственного, энергетического и транспортного машиностроения; развитием имеющихся предприятий металлургии, а также вводом новых предприятий обрабатывающего комплекса в связи с предполагаемым ростом внутреннего спроса; реализацией проектов, обеспечивающих ввод в эксплуатацию и энергоснабжение олимпийских объектов в 2014 году; формированием на базе крупных агломераций Южного федерального округа (ЮФО) (Ростовской, Волгоградской и Краснодарской) торговых, транспортно-логистических и финансовых центров общенационального и межрегионального значения; устойчивым ростом потребления и развитием туристского-рекреационного комплекса в Республиках Северного Кавказа.

Крупнейшей энергосистемой (ЭС) ОЭС Юга является ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея, выделяющаяся как по абсолютному объему электропотребления, так и по темпам прироста. В 2011 году ее доля в общем электропотреблении ОЭС Юга превысила 25%. При прогнозируемом для этой энергосистемы увеличении спроса на электрическую энергию к 2018 году более чем в 1,5 раза (среднегодовой прирост за период 6%), ее удельный вес возрастет до 31%. Повышенные темпы прироста электропотребления будут связаны с планируемым завершением двух этапов реконструкции Туапсинского нефтеперерабатывающего завода (НПЗ), вводом в эксплуатацию Абинского электрометаллургического завода, строительством новых цементных заводов и реализацией проектов строительства объектов для проведения Олимпийских игр в г. Сочи в 2014 году, предусматривающих крупномасштабное строительство спортивных сооружений, гостиничных и рекреационных комплексов, транспортных и инженерных коммуникаций, объектов коммунальной и туристической инфраструктуры.

Опережающие темпы прироста спроса на электрическую энергию в ОЭС Востока определяются строительством и вводом в эксплуатацию второй очереди нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) производительностью до 50 млн. тонн нефти в год, начавшимся освоением Эльгинского угольного месторождения, созданием горно-металлургического кластера в Приамурье на базе рудных месторождений (Кимкано-Сутарское в Еврейской автономной области, Большой Сейим, Албынское, Покровское в Амурской области), развитием портовых комплексов для переработки контейнеров,

массовых навалочных и наливных грузов (Владивосток, Ванино, Советская Гавань и др.). Развитие промышленности, международной торговли, социальной сферы приведет к ускоренному росту складских и офисных площадей, гостиничного сектора, современных торговых площадей, учреждений образования и здравоохранения. При этом наибольший рост коммерческого сектора ожидается в южных районах Дальневосточного федерального округа (ДФО), в первую очередь во Владивостокской агломерации, где будут сосредоточены офисы крупнейших транспортных и торговых компаний, создаются туристическая и игорная зоны (побережье бухты Муравьиная).

Абсолютное снижение электропотребления в ОЭС Сибири в 2011 году (на 1,63 %) связано с продолжающимся негативным влиянием кризиса, отразившегося на сокращении металлургического производства, прежде всего электроемкого производства алюминия, являющегося важнейшим видом экономической деятельности на территории Сибири, и консервации производства на некоторых крупных предприятиях (ООО «Усольехимпром»). Дополнительным фактором снижения электропотребления в 2011 году стали теплая зима и весна.

Прогнозируемое увеличение спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири со среднегодовым темпом прироста 2,9%, превышающим среднегодовой темп по ЕЭС России, соотносится с тезисом о необходимости превышения среднегодового темпа роста валового регионального продукта Сибири начиная с 2012 года над среднероссийским показателем, приведенным в Стратегии социально-экономического развития Сибири до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 05.07.2010 г. № 1120-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 33, ст. 4444). Перспективное развитие регионов СФО будет определяться конкурентными преимуществами этой территории: наличием крупных запасов углеводородного сырья, полиметаллических и золотосодержащих руд, гидроэнергетических ресурсов и запасов древесины. Сибирь является естественным транспортным мостом между странами Европы, Северной Америки и Восточной Азии, прежде всего, это Транссибирская железнодорожная магистраль (Транссиб), роль которой возрастет со строительством Северо-Сибирской железной дороги (Севсиб).

Более высокие темпы прироста электропотребления в ОЭС Сибири приведут к увеличению ее доли к концу прогнозного периода на 0,7 процентных пункта по сравнению с 2011 годом. Динамика увеличения электропотребления в ОЭС Сибири характеризуется максимальными приростами в 2014 и 2015 годах, что в значительной степени связано с предполагаемым вводом в эти годы на полную мощность двух крупнейших новых алюминиевых заводов – Тайшетского в Иркутской области и Богучанского в Красноярском крае. Соответственно среднегодовые темпы спроса на электрическую энергию в Иркутской и Красноярской энергосистемах (3,9% и 3,7%) выше, чем в среднем по ОЭС Сибири.

Среди энергосистем ОЭС Сибири наибольшее увеличение спроса на электрическую энергию в рассматриваемый период (более чем на 70%) прогнозируется в Республике Тыва при максимальных приростах в 2014 (22,6%) и 2015 (14,8%) годах, Это связано с планируемым строительством угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении и предполагаемой реализацией крупных

инвестиционных проектов, направленных на освоение полезных ископаемых: строительство горно-обогатительного комбината (далее – ГОК) на базе Ак-Сугского медно-молибденового месторождения, ГОК по разработке Кызыл-Таштыгского месторождения полиметаллических руд. Освоению месторождений будет способствовать строительство в 2012-2014 годах железнодорожной линии Кызыл-Курагино.

Вторая среди ОЭС по величине электропотребления ОЭС Центра характеризуется стабильными темпами прироста на протяжении всего прогнозного периода, превышающими средние по ЕЭС России. Перспективный спрос на электрическую энергию будет определяться развитием промышленного производства с высокими показателями электропотребления (машиностроительного и металлургического), а также вводом в действие новых предприятий обрабатывающего комплекса в связи с предполагаемым ростом внутреннего спроса на продукцию промышленных предприятий – сталепрокатных и электрометаллургических заводов в Калужской, Владимирской, Рязанской областях. Реализация инвестиционных проектов по созданию индустриальных парков машиностроительной и деревообрабатывающей промышленности будут способствовать росту электропотребления в Калужской и Вологодской областях.

Более половины прироста (54%) электропотребления по ОЭС Центра формируется в энергосистеме Москвы и Московской области, доля которой возрастает с 43,9% в 2011 году до 45,5% к концу прогнозного периода. Этому способствует наличие в Московском регионе значительного технологического и научно-инновационного потенциала для дальнейшего развития. Одним из основных перспективных проектов региона является развитие научно-технологического комплекса по разработке и коммерциализации новых технологий «Сколково».

ОЭС Урала является крупнейшей в ЕЭС России, на ее долю приходится четверть общего электропотребления. Прогноз спроса на электрическую энергию в ОЭС Урала определяется развитием нефтегазового и металлургического комплексов. Развитие нефтегазового комплекса связано как с поддержанием объемов добычи нефти за счет внедрения совершенных технологий эксплуатации месторождений в традиционных районах добычи и вводом в эксплуатацию новых месторождений, так и с диверсификацией направлений развития. Новые направления развития нефтегазового комплекса определяются реализацией проектов трубопроводного транспорта и организацией высокотехнологичных перерабатывающих производств. Динамика электропотребления в металлургии определяется реконструкцией и техпервооружением существующих крупных металлургических комбинатов, обеспечивающих решение экологических проблем, ресурсосбережение и рост конкурентоспособности продукции с учетом перспектив развития машиностроения, а также увеличения экспортных поставок. В территориальной структуре электропотребления ОЭС Урала суммарная доля Тюменской, Свердловской и Челябинской энергосистем сохраняется на высоком уровне – 66%.

Прогнозируемый в ОЭС Северо-Запада стабильный прирост электропотребления (среднегодовой прирост за период 2,4%) на 64% формируется

за счет энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области в результате увеличения объемов транспортных услуг, дальнейшего развития машиностроения (завод по производству высоковольтного электротехнического оборудования на площадях ОАО «Силовые машины»), увеличения мощности НПЗ в г. Кириши и строительства жилья и инфраструктурных объектов. Росту электропотребления будет способствовать также реализация ряда инвестиционных проектов по добыче полезных ископаемых в Республике Коми (увеличение добычи нефти в Тимано-Печорской провинции, разработка Ярегского нефтетитанового месторождения), в Архангельской (ввод второй очереди ГОКа на алмазном месторождении в Мезенском районе) и Мурманской (ГОК на базе апатит-нефелиновых руд «Олений ручей») областях.

Темпы роста спроса на электрическую энергию в ОЭС Средней Волги прогнозируются ниже средних по ЕЭС России. Основная часть прироста электропотребления формируется в энергосистемах Республики Татарстан, Саратовской, Нижегородской и Самарской областях. Наиболее крупные проекты, которые могут оказать существенное влияние на рост электропотребления ОЭС Средней Волги, будут осуществляться в металлургическом и химическом производствах: строительство электросталеплавильного завода ЗАО «ТатСталь» в Республике Татарстан, строительство малого металлургического завода мощностью 1 млн. тонн сортового проката с дальнейшим созданием сервисного металлоцентра в Саратовской области (ЗАО «Северсталь – Сортовой завод Балаково»), строительство интегрированного комплекса по производству аммиака, метанола и гранулированного карбамида на базе ООО «Менделеевск азот» (Республика Татарстан), строительство производства поливинилхлорида в г. Кстово (Нижегородская область).

Изменение территориальной структуры электропотребления в 2018 году по сравнению с 2011 годом в рамках ЕЭС России, представленное на рисунке 2.2, характеризуется увеличением доли ОЭС Сибири, ОЭС Юга, ОЭС Центра и ОЭС Востока и снижением доли ОЭС Урала (на 1,5 %) и ОЭС Средней Волги. Доля ОЭС Северо-Запада не изменится.

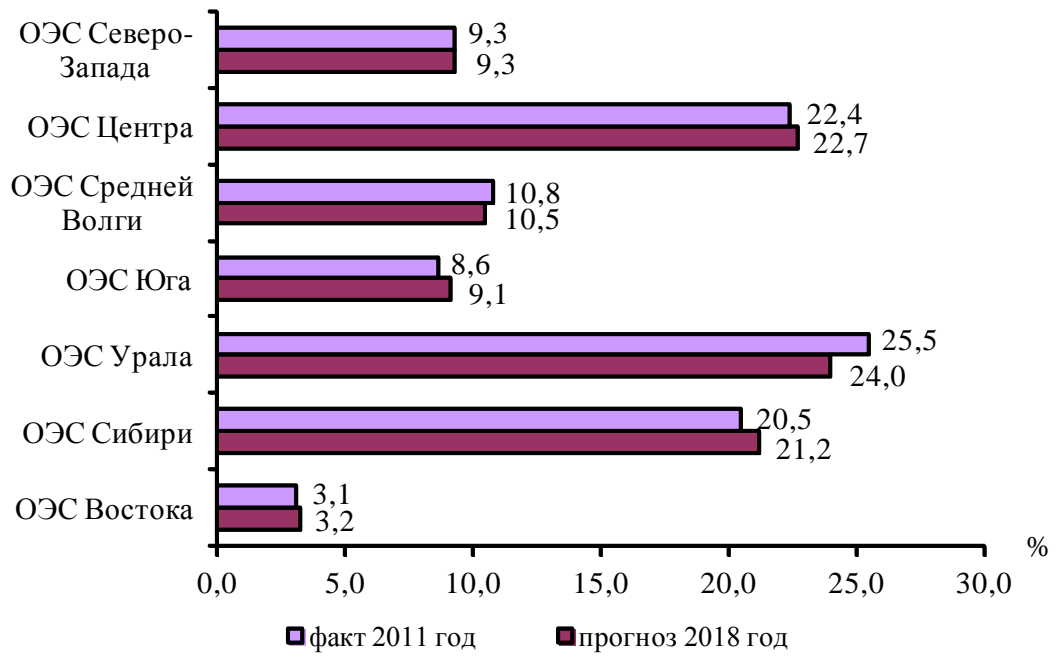


Рисунок 2.2 Изменение территориальной структуры потребления электрической энергии

3. Прогноз максимальных электрических нагрузок единой энергетической системы России, объединенных энергетических систем и по территориям субъектов Российской Федерации на 2012–2018 годы

ЕЭС России

В таблице 3.1. и 3.2 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ЕЭС России на 2012–2018 годы соответственно с учетом ОЭС Востока и без нее. Спрос на электрическую энергию в ниже приведенных таблицах представлен без учета потребления электрической энергии на заряд действующих и перспективных гидроаккумулирующих электрических станций (ГАЭС). Кроме того, не учтены спрос на электрическую энергию и мощность Николаевского энергоузла, присоединение которого к сетям Хабаровской энергосистемы в рассматриваемый перспективный период не планируется.

Таблица 3.1. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	986,3	997,5	1018,9	1042,3	1072,3	1099,4	1125,7	1150,5	1171,0
P _{max} собств.	МВт	149157	147769	154279	158095	162356	166391	170340	173873	177071
T _{max} год.	час/год	6613	6750	6604	6593	6605	6607	6608	6617	6613

Таблица 3.2. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России без учета ОЭС Востока

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	956,4	966,9	987,1	1009,0	1038,0	1063,6	1089,0	1113,3	1133,2
P _{max} собств.	МВт	145089	143569	149858	153558	157670	161438	165273	168730	171843
T _{max} год.	час/год	6592	6738	6587	6571	6583	6588	6589	6598	6594

По данным таблицы 3.1 максимальное потребление мощности ЕЭС России на 2012 год прогнозируется на уровне 154279 МВт (для условий среднемноголетней температуры прохождения максимума потребления), на 2018 год прогнозируется на уровне 177071 МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за период 2012-2018 годов около 2,6 %.

На рисунке 3.1 представлен график прогнозного максимума потребления мощности ЕЭС России.

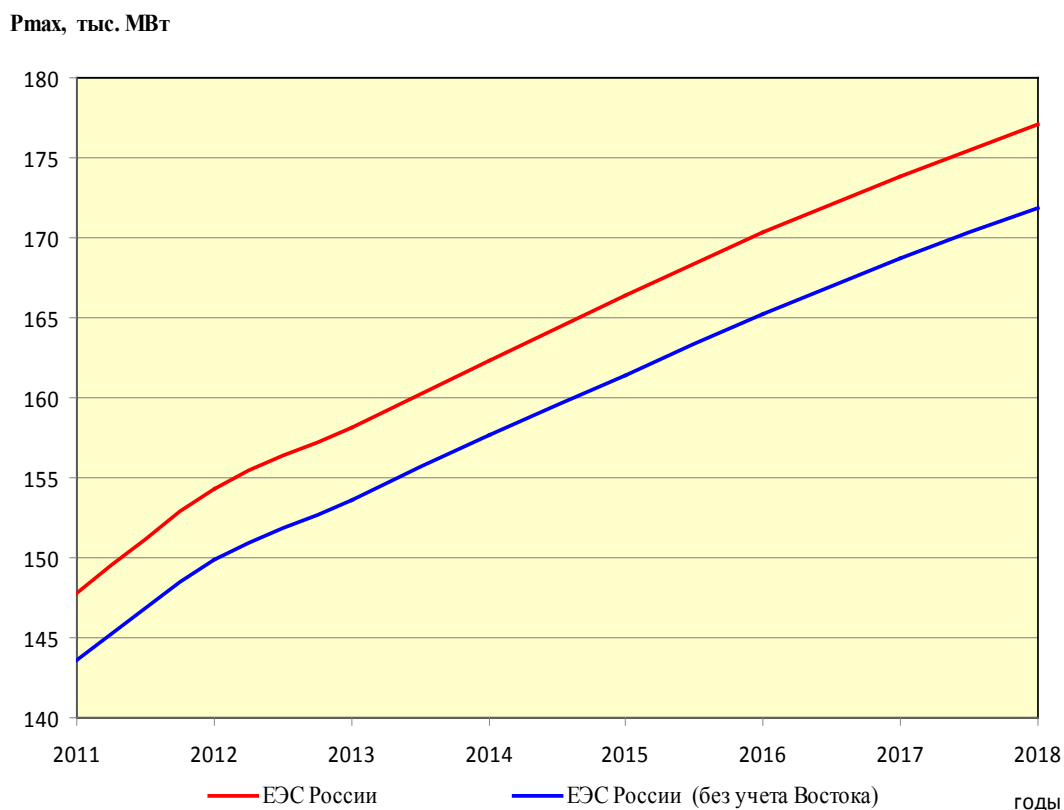


Рисунок 3.1. Прогнозные максимумы потребления мощности ЕЭС России

С учетом основных тенденций изменения режимов потребления электрической энергии, выявленных на основе ретроспективного анализа, заявок потребителей, заключенных договоров и выданных технических условий на технологическое присоединение к электрической сети сформированы перспективные режимы потребления электрической энергии по ОЭС.

Далее представлены характеристики перспективных режимов потребления электрической энергии по ОЭС России.

ОЭС Северо-Запада

Доля ОЭС Северо-Запада в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2012 году составит 9,7 %. Такой же показатель прогнозируется и в 2018 году. В 2012 году собственный максимум потребления мощности может достигнуть значения 15058 МВт, к 2018 году – 17298 МВт. Среднегодовой прирост максимума потребления мощности за 2012–2018 годы прогнозируется на уровне 2,2 %.

В таблице 3.3 приведены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада.

Таблица 3.3. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	92,7	92,6	94,8	97,2	99,6	102,0	104,4	107,0	109,1
P_{\max} собств.	МВт	14897	14877	15058	15417	15813	16208	16551	16957	17298
T_{\max} год.	час/год	6224	6221	6298	6305	6296	6294	6310	6308	6305
$P_{\text{совм.}}$	МВт	14697	13640	14981	15338	15731	16124	16466	16869	17209
$T_{\text{совм.}}$	час/год	6309	6785	6330	6337	6329	6327	6343	6341	6338

Изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Северо-Запада на период 2012–2018 годов представлено на рисунке 3.2.

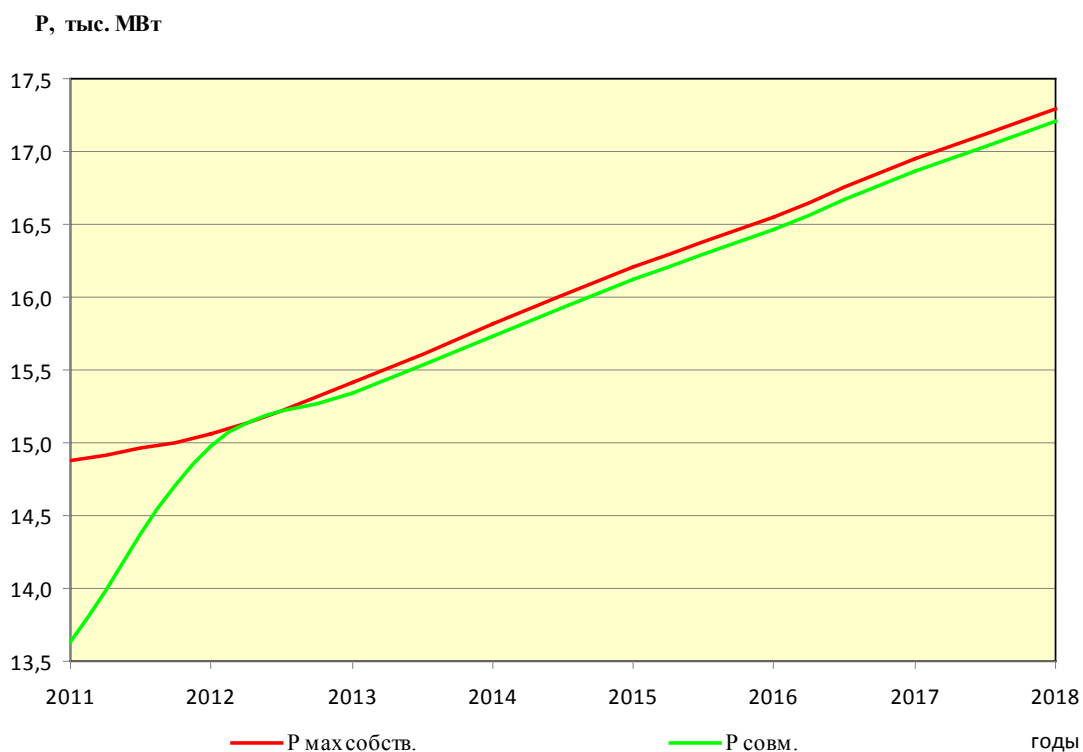


Рисунок 3.2. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Северо-Запада

ОЭС Центра

В 2012 году доля ОЭС Центра в общем потреблении мощности ЕЭС России может составить 24,0 %, а в 2018 году – 24,4 %. В 2012 году собственный максимум потребления мощности региона прогнозируется на уровне 38397 МВт, к 2018 году – 44876 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления мощности за 2012–2018 годы прогнозируется на уровне 3,3 %.

В таблице 3.4 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ОЭС Центра.

Таблица 3.4. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Центра

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	219,2	221,1	226,3	231,9	237,1	243,1	249,7	255,9	262,7
P_{\max} собств.	МВт	36904	35761	38397	39278	40057	41246	42331	43646	44876
T_{\max} год.	час/год	5940	6183	5894	5904	5919	5894	5899	5863	5854
$P_{\text{совм.}}$	МВт	36612	35149	36958	37805	38556	39700	40745	42010	43194
$T_{\text{совм.}}$	час/год	5988	6290	6124	6134	6149	6123	6128	6091	6082

Спрос на электрическую энергию в таблице 3.4 представлен без учета потребления электрической энергии на заряд действующей Загорской ГАЭС и Загорской ГАЭС-2, ввод первой очереди которой предусмотрен в IV квартале 2012 года.

На рисунке 3.3 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Центра на период 2012–2018 годов.

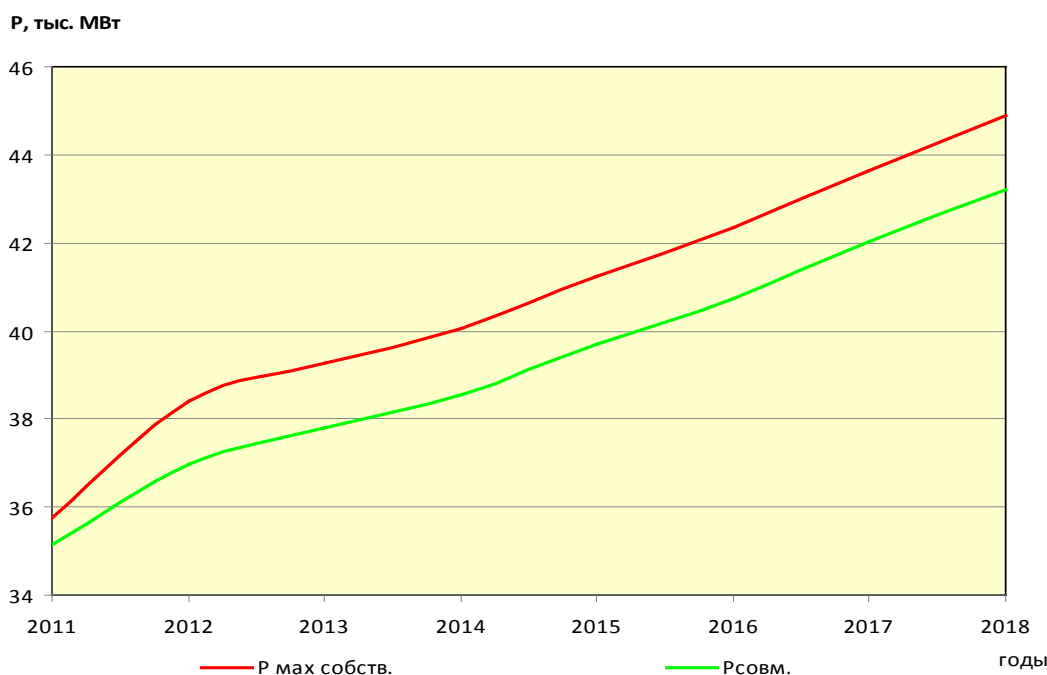


Рисунок 3.3. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Центра

ОЭС Средней Волги

Доля ОЭС Средней Волги в общем потреблении мощности ЕЭС России оценивается 11,3 % в 2012 году и ожидается ее снижение к 2018 году до 11 %. К 2012 году собственный максимум потребления мощности составит 17565 МВт, к 2018 году – 19658 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления мощности за 2012–2018 годы прогнозируется на уровне 2,2 %.

В таблице 3.5 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги.

Таблица 3.5. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	105,0	108,0	109,9	112,3	114,6	116,8	119,2	121,4	123,5
P_{\max} собств.	МВт	16791	16844	17565	17983	18294	18665	19028	19332	19658
T_{\max} год.	час/год	6253	6412	6258	6246	6263	6259	6266	6279	6280
$P_{\text{совм.}}$	МВт	16285	16149	17366	17780	18088	18455	18813	19114	19436
$T_{\text{совм.}}$	час/год	6476	6688	6330	6318	6335	6330	6338	6351	6352

На рисунке 3.4 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Средней Волги на период 2011–2018 годов.

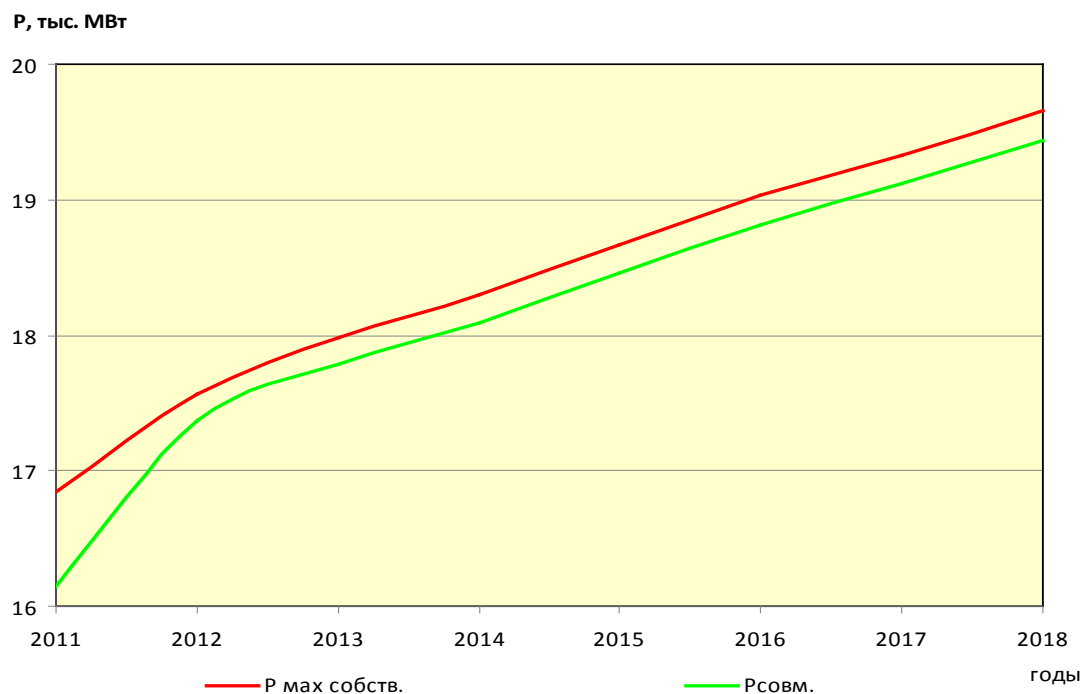


Рисунок 3.4. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Средней Волги

ОЭС Юга

Доля ОЭС Юга в 2012 году составит порядка 9,1 % по потреблению мощности от общей максимальной нагрузки ЕЭС России. К 2018 году доля энергосистемы в максимуме ЕЭС России увеличится до 9,5 %. В 2012 году собственный максимум потребления мощности прогнозируется на уровне 14593 МВт, к 2018 году – 17477 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления за 2012–2018 годы прогнозируется на уровне 3,4 %.

В таблице 3.6 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ОЭС Юга.

Таблица 3.6. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Юга

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	82,4	85,7	88,2	91,7	97,1	99,5	101,8	104,5	106,6
P_{\max} собств	МВт	13645	13785	14593	15177	15926	16390	16733	17164	17477
T_{\max} год	час/год	6039	6220	6043	6043	6096	6072	6085	6086	6097
$P_{\text{совм.}}$	МВт	13620	13452	14073	14636	15357	15805	16136	16551	16853
$T_{\text{совм.}}$	час/год	6051	6374	6266	6267	6321	6297	6310	6311	6323

Спрос на электрическую энергию в таблице 3.6 представлен без учета потребления электрической энергии на заряд Зеленчукской ГАЭС, ввод мощности на которой предусмотрен в 2013 году.

На рисунке 3.5 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Юга на период 2012–2018 годов.

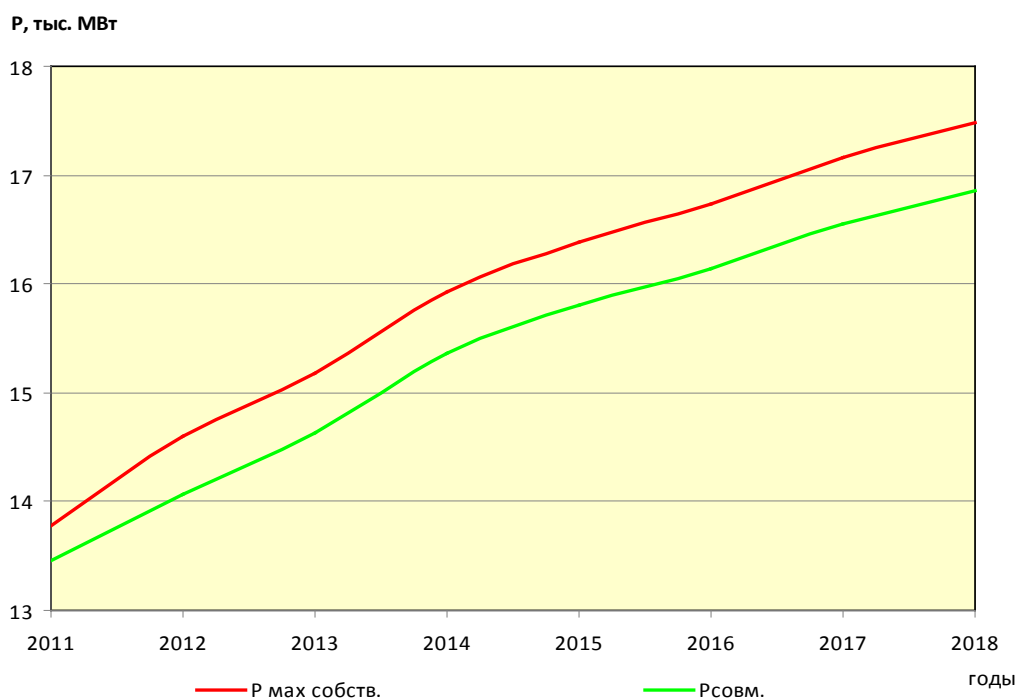


Рисунок 3.5. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Юга

ОЭС Урала

Доля ОЭС Урала в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2012 году составит 23,2 % и в 2018 году – 22,2%. Собственный максимум потребления мощности в 2012 году прогнозируется на уровне 37162 МВт, к 2018 году – на уровне 40454 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления за 2012–2018 годы прогнозируется на уровне 1,4 %.

В таблице 3.7 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Урала.

Таблица 3.7. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Урала

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	248,7	254,6	258,0	262,3	266,7	270,6	274,4	278,0	281,7
P _{max} собств.	МВт	35927	36087	37162	37856	38438	38969	39471	39962	40454
T _{max} год.	час/год	6923	7055	6942	6928	6937	6945	6952	6957	6963
P совм.	МВт	34606	35737	36108	36783	37349	37864	38352	38829	39307
T совм.	час/год	7188	7124	7145	7130	7140	7147	7155	7160	7166

На рисунке 3.6 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Урала на период 2012 – 2018 годов.

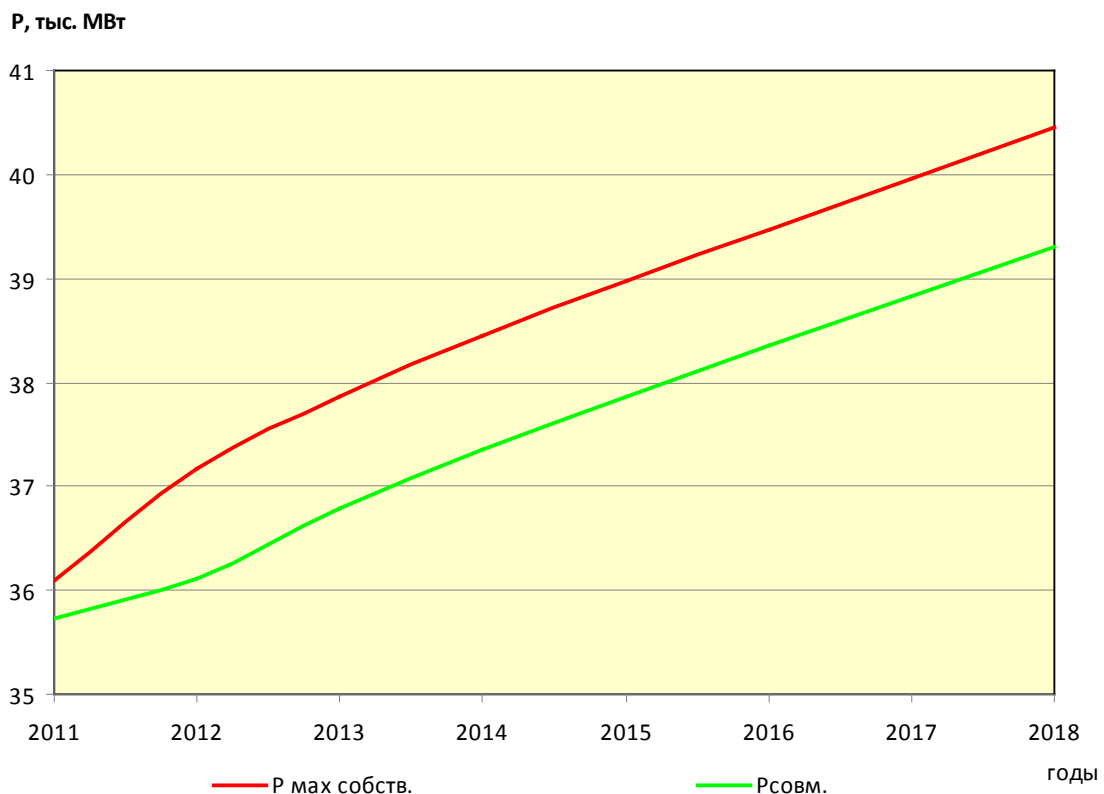


Рисунок 3.6. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Урала

ОЭС Сибири

Доля ОЭС Сибири в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2012 году составит 19,7 % и в 2018 году ожидается увеличение ее доли до 20,2%. Собственный максимум потребления мощности к 2012 году прогнозируется на уровне 31963 МВт, к 2018 году – на уровне 37723 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления за 2012–2018 годы прогнозируется на уровне 2,8%.

В таблице 3.8 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Сибири.

Таблица 3.8. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Сибири

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	208,4	205,0	209,8	213,6	223,0	231,4	239,4	246,5	249,7
P _{max} собств	МВт	31744	31158	31963	32852	34297	35245	36583	37210	37723
T _{max} год.	час/год	6564	6578	6565	6503	6502	6567	6545	6624	6619
P совм.	МВт	29269	29442	30372	31216	32589	33490	34761	35357	35844
T совм.	час/год	7119	6962	6909	6843	6843	6911	6888	6972	6966

На рисунке 3.7 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Сибири на период 2012–2018 годов.

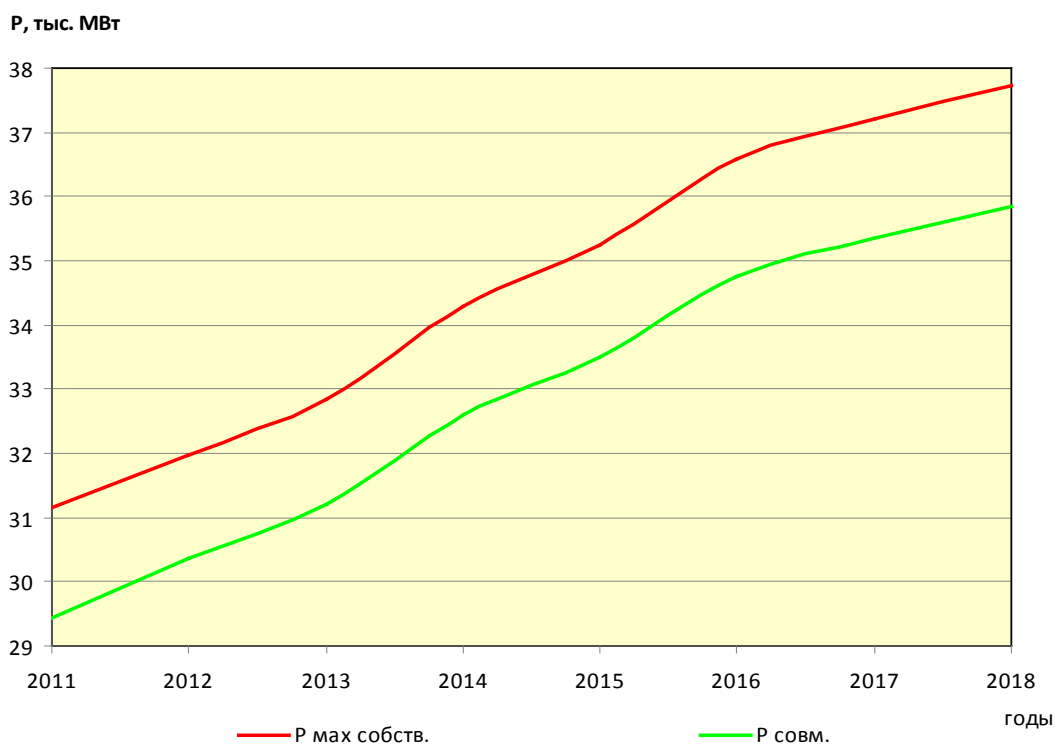


Рисунок 3.7. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Сибири

ОЭС Востока

Доля ОЭС Востока в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2012 году составит 2,9% , а к в 2018 году увеличится до 3%. Собственный максимум потребления мощности ОЭС Востока (без учета потребления мощности и электроэнергии изолированно работающего Николаевского энергоузла) в 2012 году прогнозируется на уровне 5512 МВт, к 2018 году – 6519 МВт. Среднегодовые темпы прироста максимума потребления за 2012–2018 годы составят около 3,1%. В таблице 3.9 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Востока.

Таблица 3.9. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Востока

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	29,9	30,5	31,8	33,3	34,4	35,9	36,7	37,3	37,9
P_{\max} собств.	МВт	5214	5260	5512	5657	5843	6175	6318	3412	6519
T_{\max} год.	час/год	5736	5802	5775	5888	5880	5807	5804	5812	5825
$P_{\text{совм.}}$	МВт	4068	4200	4421	4537	4686	4953	5067	5143	5228
$T_{\text{совм.}}$	час/год	7411	7267	7200	7341	7332	7240	7237	7247	7242

На рисунке 3.8 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Востока на период 2012–2018 годов.

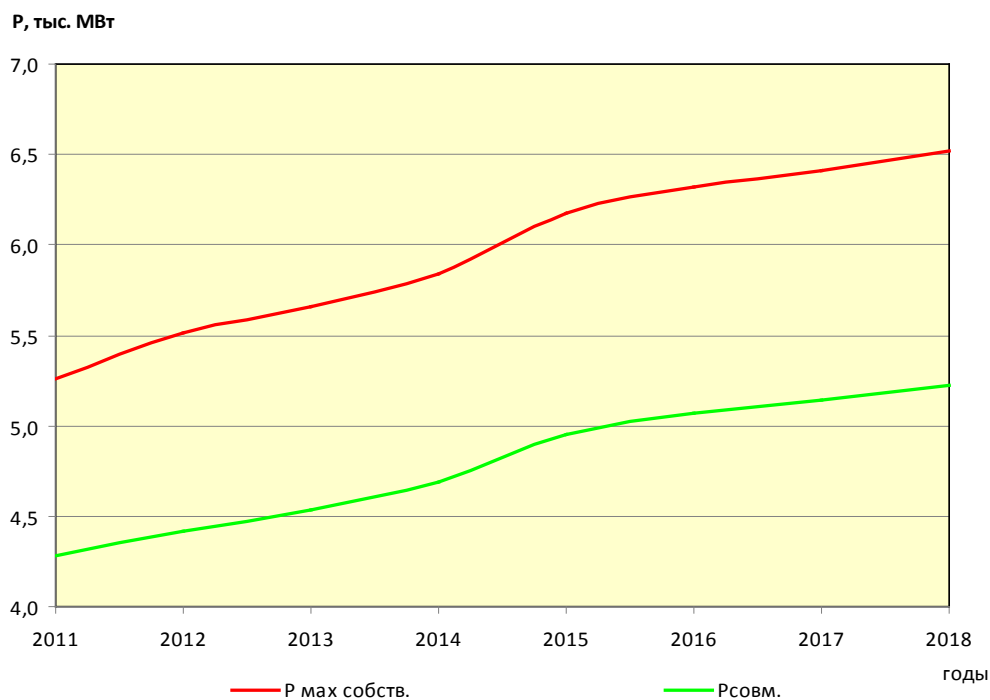


Рисунок 3.8. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Востока

4. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию на период 2012-2018 годов

Величина перспективной потребности в мощности (спроса на мощность) определена с учетом прогнозируемых на рассматриваемый перспективный период максимумов потребления по ОЭС и ЕЭС России, сальдо экспорта-импорта мощности и нормативного резерва мощности.

При оценке потребности в мощности для ОЭС европейской части ЕЭС России учитывается максимум потребления, совмещенный с ЕЭС, для ОЭС Сибири и Востока – максимум потребления, совмещенный с ЕЭС, и собственный. При принятых уровнях и режимах потребления мощности прогнозируемый совмещенный максимум потребления (без учета экспорта) по ЕЭС России на уровне 2012 года составит 154279 МВт и возрастет к 2018 году до 177071 МВт, а без учета ОЭС Востока – 149858 МВт и 171843 МВт соответственно.

Величина экспорта (импорта) мощности и электрической энергии из ЕЭС России принята на основе имеющихся договоров и предварительных соглашений по данным ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС».

Экспортные поставки из ЕЭС России на уровне 2012 года планируются в объеме 2298 МВт/16,76 млрд. кВт•ч, в период 2013-2018 годов 1176 МВт/10,31 млрд. кВт•ч. Прогнозируемые объемы экспорта мощности на час годового совмещенного максимума ЕЭС и годовые объемы передаваемой электрической энергии с указанием стран, в которые осуществляются экспортные поставки, представлены в таблице 4.1.

На период до 2018 года сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электроэнергии в Финляндию (450 МВт/3,94 млрд. кВт•ч), страны Балтии (300 МВт/2,63 млрд. кВт•ч), Беларусь (300 МВт/3 млрд. кВт•ч), Монголию (60 МВт/0,36 млрд. кВт•ч).

Из ОЭС Юга предусматриваются поставки мощности и электроэнергии в Южную Осетию в объеме 35 МВт/0,13 млрд. кВт•ч.

Экспортные поставки в Казахстан в рассматриваемой перспективе планируются в объеме 27 МВт/0,21 млрд. кВт•ч.

Из ОЭС Востока в рассматриваемый период предусматривается экспорт мощности и электроэнергии в Китай в объеме 4 МВт/0,035 млрд. кВт•ч.

Фактором, оказывающим значительное влияние на величину спроса на мощность, является величина резерва мощности, необходимого по условиям обеспечения надежности функционирования ЕЭС России и ОЭС.

Планируемый на перспективу резерв мощности складывается из трех составляющих: ремонтного резерва, компенсационного резерва (резерва мощности на внеплановые отклонения параметров электроэнергетической системы) и стратегического резерва.

Величины нормируемого расчетного резерва мощности по ЕЭС и ОЭС России определены в соответствии с методическим подходом к определению нормативных значений резерва мощности энергосистем, разработанным в составе Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем. Нормативные значения резерва мощности по различным энергообъединениям в процентах от максимума потребления представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Нормативные значения резерва мощности, %

ЕЭС России	ОЭС Северо-Запада	ОЭС Центра	ОЭС Юга	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
20,5	19,0	22,0	19,5	16,5	20,0	22,0	23,0

Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России на уровне 2012 года должна составить 31566 МВт, на уровне 2018 года – 36251 МВт.

Изменение спроса на мощность по ОЭС и ЕЭС России в период 2012–2018 годов представлено на рисунке 4.1 и в таблице 4.3.

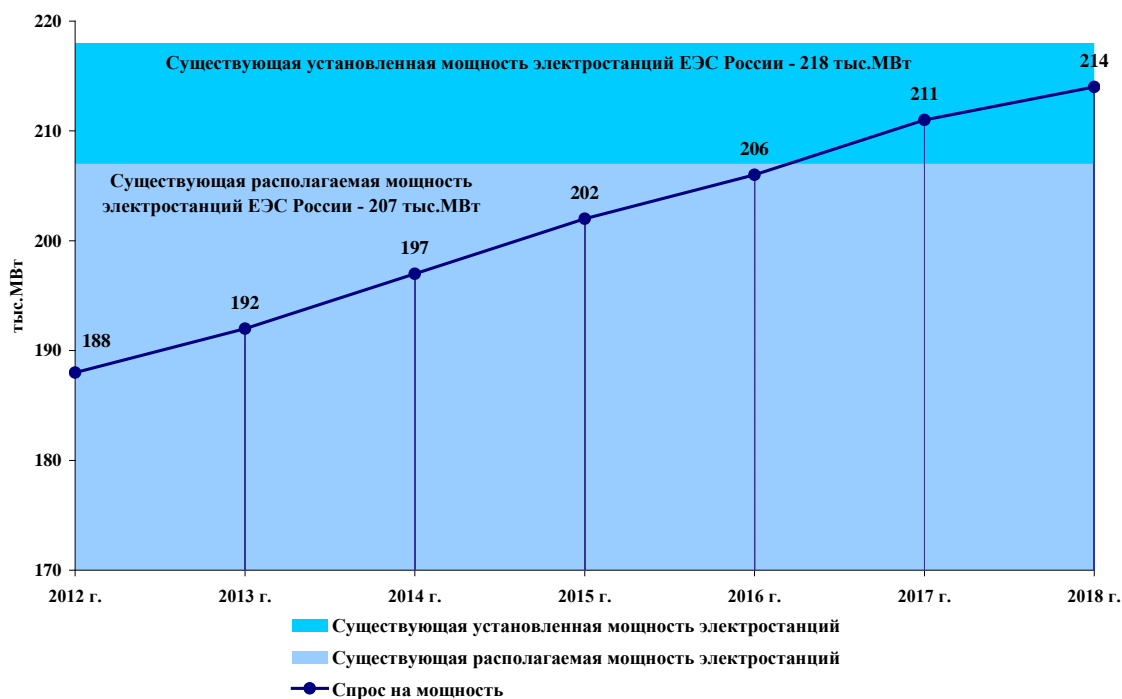


Рисунок 4.1. Спрос на мощность в ЕЭС России

Таблица 4.3. Спрос на мощность, МВт

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ОЭС Северо-Запада							
Максимум нагрузки	14981	15338	15731	16124	16466	16869	17209
Нормативный резерв	2852	2920	2995	3070	3135	3210	3275
Экспорт	1689	750	750	750	750	750	750
Спрос на мощность - всего	19522	19008	19476	19944	20351	20829	21234
ОЭС Центра							
Максимум нагрузки	36958	37805	38556	39700	40745	42010	43194
Нормативный резерв	8145	8332	8495	8745	8975	9255	9515
Экспорт	500	300	300	300	300	300	300
Спрос на мощность - всего	45603	46437	47351	48745	50020	51565	53009
ОЭС Средней Волги							
Максимум нагрузки	17366	17780	18088	18455	18813	19114	19436
Нормативный резерв	2872	2940	2990	3050	3110	3160	3210
Экспорт	4	7	7	7	7	7	7
Спрос на мощность - всего	20242	20727	21085	21512	21930	22281	22653
ОЭС Юга							
Максимум нагрузки	14073	14636	15357	15805	16136	16551	16853
Нормативный резерв	2750	2860	3000	3085	3150	3227	3290
Экспорт	23	35	35	35	35	35	35
Спрос на мощность - всего	16846	17531	18392	18925	19321	19813	20178
ОЭС Урала							
Максимум нагрузки	36108	36783	37349	37864	38352	38829	39307
Нормативный резерв	7236	7371	7485	7585	7685	7780	7870
Экспорт	0	0	0	0	0	0	0
Спрос на мощность - всего	43344	44154	44834	45449	46037	46609	47177
ОЭС Сибири							
Максимум нагрузки	30372	31216	32589	33490	34761	35357	35844
Нормативный резерв	6693	6880	7180	7380	7660	7785	7887
Экспорт	80	80	80	80	80	80	80
Спрос на мощность - всего	37145	38176	39849	40950	42501	43222	43811
ОЭС Востока							
Максимум нагрузки	4421	4537	4686	4953	5067	5143	5228
Нормативный резерв	1018	1045	1080	1141	1167	1185	1204
Экспорт	2	4	4	4	4	4	4
Спрос на мощность - всего	5441	5586	5770	6098	6238	6332	6436
ЕЭС России							
Максимум нагрузки	154279	158095	162356	166391	170340	173873	177071
Нормативный резерв	31566	32348	33225	34056	34882	35602	36251
Экспорт	2298	1176	1176	1176	1176	1176	1176
Спрос на мощность - всего	188143	191619	196757	201623	206398	210651	214498
ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	31963	32852	34297	35245	36583	37210	37723
Нормативный резерв	7032	7227	7545	7754	8048	8186	8299
Экспорт	80	80	80	80	80	80	80

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Спрос на мощность - всего	39075	40159	41922	43079	44711	45476	46102
ОЭС Востока на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	5512	5657	5843	6175	6318	6412	6519
Нормативный резерв	1268	1301	1344	1420	1453	1475	1499
Экспорт	2	4	4	4	4	4	4
Спрос на мощность - всего	6782	6962	7191	7599	7775	7891	8022

5. Прогноз развития действующих и предполагаемых к сооружению новых генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2012–2018 годы сформирована с учетом вводов новых генерирующих мощностей в 2012–2018 годах и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации и реконструкции (перемаркировке) действующих генерирующих объектов в соответствии с предложениями генерирующих компаний (ноябрь-декабрь 2011 года), а также с учетом вводов генерирующих мощностей по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок.

Планируемые объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России на 2012–2018 годы составят 11527,5 МВт, в том числе на атомных электростанциях (АЭС) – 3274 МВт (вывод из эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2 на Ленинградской АЭС (2x1000МВт), первого энергоблока на Кольской АЭС (440 МВт) в 2018 году в ОЭС Северо-Запада, а также энергоблоков № 3 и № 4 на Нововоронежской АЭС (2x417 МВт) в ОЭС Центра в 2016 и 2017 годах) и на тепловых электростанциях (ТЭС) – 8253,5 млн.кВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по ОЭС и ЕЭС России представлены в таблице 5.1 и на рисунке 5.1.

Таблица 5.1. Структура выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 годы
ЕЭС России, всего	846,5	389,5	158,8	2918,4	3051,3	2923,5	1239,5	11527,5
АЭС					1417,0	1417,0	440,0	3274,0
ТЭС	846,5	389,5	158,8	2918,4	1634,3	1506,5	799,5	8253,5
в т.ч. ТЭЦ	724,7	232,0	117,8	1845,9	1482,3	1154,5	721,5	6278,7
КЭС*	119,0	157,5	41,0	1072,5	152,0	352,0	78,0	1972,0
дизельные	2,8							2,8
в т.ч. под замену	69,3	147,5		72,0	160,0	382,0	120,0	950,8
ТЭС	69,3	147,5		72,0	160,0	382,0	120,0	950,8
в т.ч. ТЭЦ	60,0	125,0		72,0	160,0	282,0	120,0	819,0
КЭС	6,5	22,5				100,0		129,0
дизельные	2,8							2,8
ОЭС Северо-Запада, всего	257,8		57,8	125,5	1000,0	1073,5	566,0	3080,6
АЭС					1000,0	1000,0	440,0	2440,0
ТЭС	257,8		57,8	125,5		73,5	126,0	640,6
в т.ч. ТЭЦ	205,0		57,8	125,5		73,5	126,0	587,8
КЭС	50,0							50,0
дизельные	2,8							2,8
в т.ч. под замену	2,8							2,8
ТЭС	2,8							2,8
в т.ч. дизельные	2,8							2,8
ОЭС Центра, всего	206,5	135,0		425,0	1044,0	832,0	117,0	2759,5

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 годы
АЭС					417,0	417,0		834,0
ТЭС	206,5	135,0		425,0	627,0	415,0	117,0	1925,5
в т.ч. ТЭЦ	156,0			285,0	487,0	275,0	117,0	1320,0
КЭС	50,5	135,0		140,0	140,0	140,0		605,5
в т.ч. под замену		22,5		12,0		60,0	20,0	114,5
ТЭС		22,5		12,0		60,0	20,0	114,5
в т.ч. ТЭЦ				12,0		60,0	20,0	92,0
КЭС		22,5						22,5
ОЭС Средней Волги, всего	125,7	25,0		627,0	295,0			1072,7
ТЭС	125,7	25,0		627,0	295,0			1072,7
в т.ч. ТЭЦ	113,7	25,0		627,0	295,0			1060,7
КЭС	12,0							12,0
в т.ч. под замену		25,0						25,0
ТЭС		25,0						25,0
в т.ч. ТЭЦ		25,0						25,0
ОЭС Юга, всего	64,0			532,5		95,0		691,5
ТЭС	64,0			532,5		95,0		691,5
в т.ч. ТЭЦ	64,0					95,0		159,0
КЭС				532,5				532,5
в т.ч. под замену						95,0		95,0
ТЭС						95,0		95,0
в т.ч. ТЭЦ						95,0		95,0
ОЭС Урала, всего	157,5	84,0	60,0	948,4	433,3	92,0	191,0	1966,2
ТЭС	157,5	84,0	60,0	948,4	433,3	92,0	191,0	1966,2
в т.ч. ТЭЦ	151,0	84,0	60,0	748,4	433,3	92,0	191,0	1759,7
КЭС	6,5			200,0				206,5
в т.ч. под замену	66,5	50,0		60,0	60,0	12,0		248,5
ТЭС	66,5	50,0		60,0	60,0	12,0		248,5
в т.ч. ТЭЦ	60,0	50,0		60,0	60,0	12,0		242,0
КЭС	6,5							6,5
ОЭС Сибири, всего	35,0	72,5		260,0	50,0	140,0	50,0	607,5
ТЭС	35,0	72,5		260,0	50,0	140,0	50,0	607,5
в т.ч. ТЭЦ	35,0	50,0		60,0	50,0	140,0	50,0	385,0
КЭС		22,5		200,0				222,5
в т.ч. под замену		50,0				90,0		140,0
ТЭС		50,0				90,0		140,0
в т.ч. ТЭЦ		50,0				90,0		140,0
ОЭС Востока, всего		73,0	41,0		229,0	691,0	315,5	1349,5
ТЭС		73,0	41,0		229,0	691,0	315,5	1349,5
в т.ч. ТЭЦ		73,0			217,0	479,0	237,5	1006,5
КЭС			41,0		12,0	212,0	78,0	343,0
в т.ч. под замену					100,0	125,0	100,0	325,0
ТЭС					100,0	125,0	100,0	325,0
в т.ч. ТЭЦ					100,0	25,0	100,0	225,0
КЭС						100,0		100,0

* КЭС – конденсационные электростанции

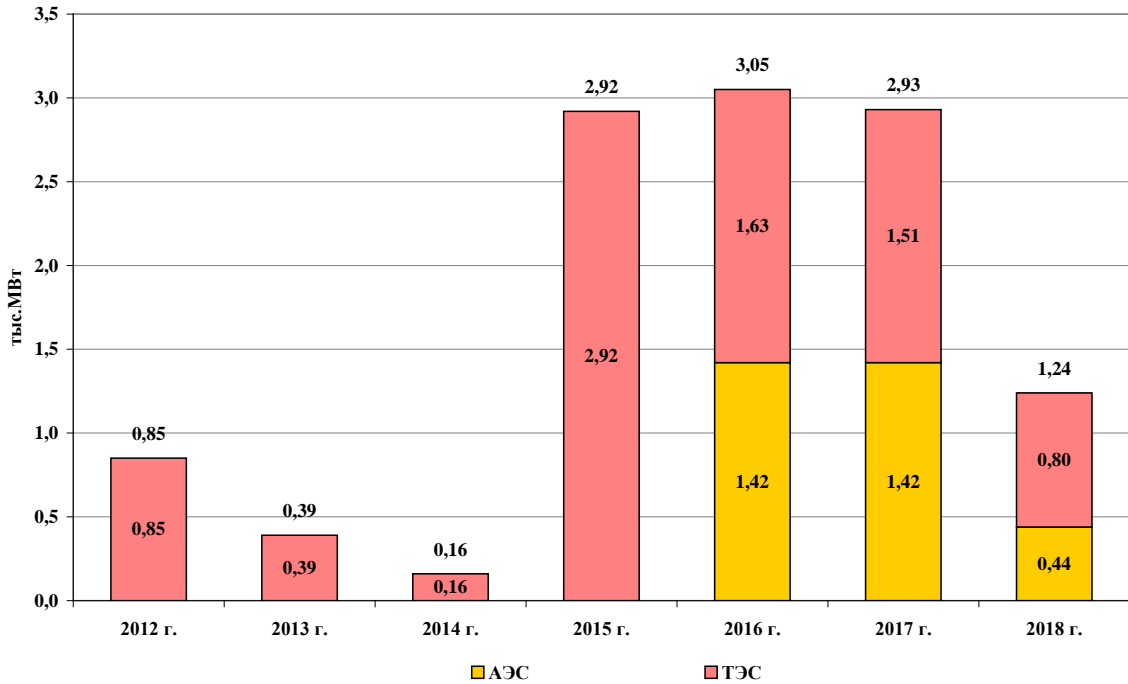


Рисунок 5.1. Вывод из эксплуатации установленной мощности на электростанциях ЕЭС России в 2012–2018 годы

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по электростанциям ЕЭС России представлены в приложении № 2.

Объем оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в конкурентном отборе мощности (КОМ), составит: к 2012 году – 1750 МВт, к 2013 году – 3396,7 МВт, к 2014 году – 2115,2 МВт, к 2015 году – 1190 МВт, к 2016 году – 291 МВт, суммарно за период 2012-2016 годов – 8742,9 МВт. Из объема оборудования в размере 1469 МВт, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ на 2011 год, на 01.01.2012 выведено из эксплуатации 714 МВт.

В таблице 5.2 и на рисунке 5.2 представлены объемы оборудования ТЭС, которое не будет допущено к КОМ, с выделением объемов оборудования, запланированного собственниками к выводу из эксплуатации.

Таблица 5.2. Объемы оборудования ТЭС, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2012-2016 годы
ЕЭС России						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	1750	3396,7	2115,2	1190	291	8742,9
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	139	159	112	529,5	85	1024,5
ОЭС Северо-Запада						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	175,5	166,5	86	54,5	56	538,5
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации		30	30			60
ОЭС Центра						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	454,3	415	182	85		1136,3
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	28			42		70
ОЭС Средней Волги						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	308	305	156		55	824
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	26	75				101
ОЭС Юга						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего		135,2	47	61	25	268,2
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации			22			
ОЭС Урала						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	577,7	1322	1012,2	483,5	155	3550,4
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	85	34	60	327,5	85	591,5
ОЭС Сибири						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	234,5	1053	632	506		2425,5
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации		20		160		180

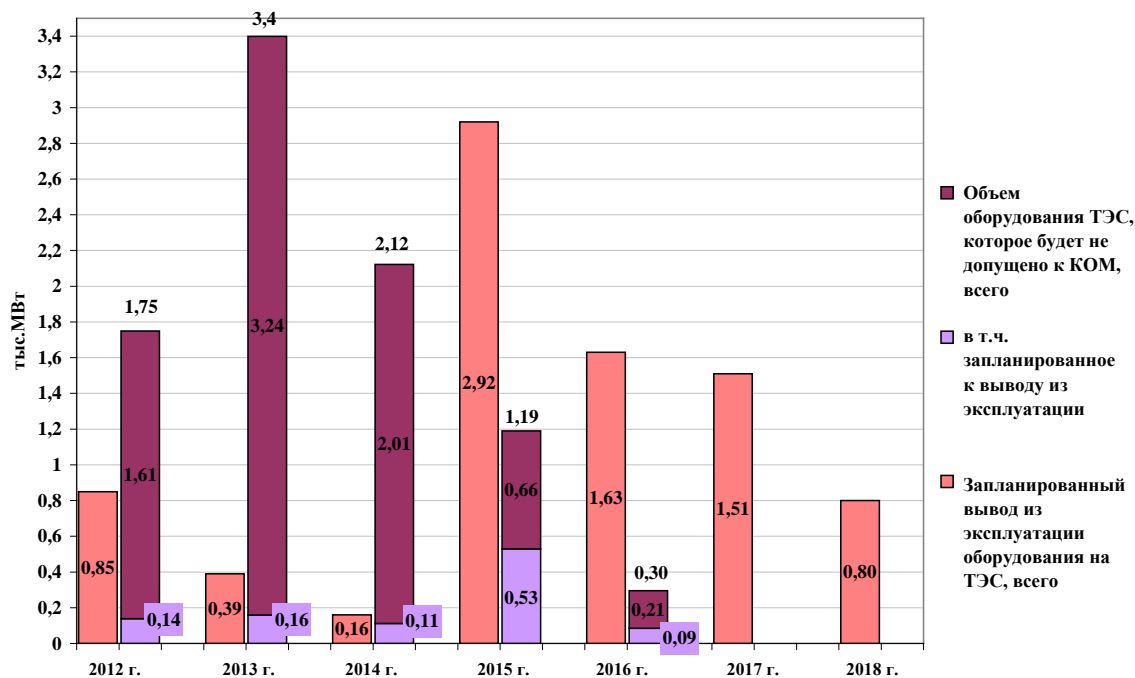


Рисунок 5.2. Вывод из эксплуатации оборудования на ТЭС ЕЭС России и объемы оборудования ТЭС, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ

По результатам рассмотрения и согласования Министерством энергетики Российской Федерации направленных генерирующими компаниями в ОАО «СО ЕЭС» заявлений о выводе из эксплуатации генерирующего оборудования в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2007, № 31, ст. 4100; 2009, № 12, ст.1429; 2010, № 15, ст. 1803; № 14, ст. 1916; 2012, № 6, ст. 695) объемы мощностей, дополнительно выводимых из эксплуатации, могут составить 4596,8 МВт в период 2012–2014 годов. В таблице 5.3 и на рисунке 5.3 представлены объемы возможного дополнительного вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2012–2014 годов.

Таблица 5.3. Объемы дополнительно выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2012-2014 годы
ЕЭС России				
ТЭС	1153,8	50,0	3393,0	4596,8
в т.ч. ТЭЦ	1047,8		854,0	1901,8
КЭС	106,0	50,0	2539,0	2695,0
ОЭС Северо-Запада				
ТЭС	2,0	50,0		52,0
в т.ч. ТЭЦ	2,0			2,0
КЭС		50,0		50,0
ОЭС Центра				
ТЭС	71,3		865,0	936,3

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2012-2014 годы
в т.ч. ТЭЦ	71,3			71,3
КЭС			865,0	865,0
ОЭС Средней Волги				
ТЭС	57,0		40,0	97,0
в т.ч. ТЭЦ	57,0		40,0	97,0
КЭС				
ОЭС Урала				
ТЭС	46,0		423,0	469,0
в т.ч. ТЭЦ	46,0		279,0	325,0
КЭС			144,0	144,0
ОЭС Сибири				
ТЭС	977,5		2065,0	3042,5
в т.ч. ТЭЦ	871,5		535,0	1406,5
КЭС	106,0		1530,0	1636,0

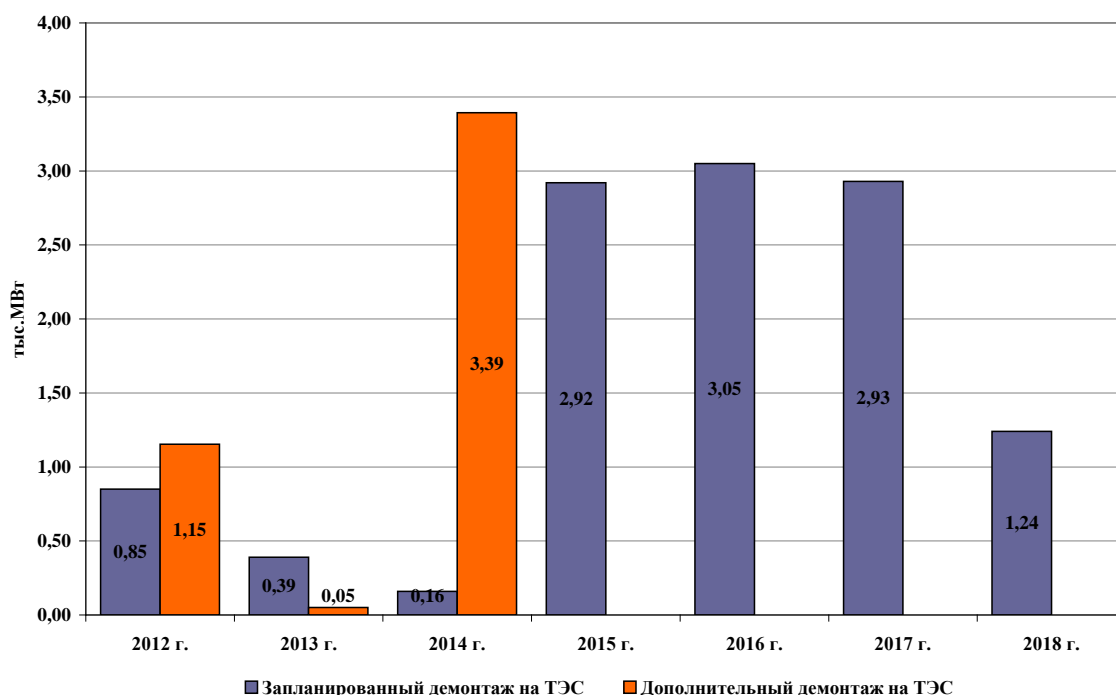


Рисунок 5.3. Объемы дополнительного вывода из эксплуатации генерирующего оборудования

Дополнительно к рассмотренным выше предложениям по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования возможен вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на ТЭС в объеме 2769,5 МВт, которое предлагалось к выводу генерирующими компаниями (ноябрь-декабрь 2011 года), но не было учтено при формировании инвестиционных программ генерирующих компаний на 2012-2014 годы. В таблице 5.4 и на рисунке 5.4 представлены объемы возможного дополнительного вывода из эксплуатации генерирующего оборудования, не включенного в инвестиционные программы, на электростанциях ЕЭС России в период 2012–2014 годов. Планируемые дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по электростанциям ЕЭС России, не вошедших в инвестиционные программы, представлены в приложении № 3.

Таблица 5.4. Объемы дополнительно выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, не включенного в инвестиционные программы, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2012-2015 годы
ЕЭС России					
ТЭС	334,5	779,0	1608,0	48,0	2769,5
в т.ч. ТЭЦ	334,5	579,0	655,0		1568,5
КЭС		200,0	953,0	48,0	1201,0
ОЭС Северо-Запада					
ТЭС	40,0	2,0	118,0		160,0
в т.ч. ТЭЦ	40,0	2,0	118,0		160,0
ОЭС Центра					
ТЭС	84,5	162,0	188,0		434,5
в т.ч. ТЭЦ	84,5	162,0	188,0		434,5
ОЭС Средней Волги					
ТЭС	135,0	135,0	125,0		395,0
в т.ч. ТЭЦ	135,0	135,0	125,0		395,0
ОЭС Урала					
ТЭС	50,0	315,0	957,0		1322,0
в т.ч. ТЭЦ	50,0	115,0	134,0		299,0
КЭС		200,0	823,0		1023,0
ОЭС Сибири					
ТЭС	25,0	165,0	190,0		380,0
в т.ч. ТЭЦ	25,0	165,0	90,0		280,0
КЭС			100,0		100,0
ОЭС Востока					
ТЭС			30,0	48,0	78,0
в т.ч. КЭС			30,0	48,0	78,0

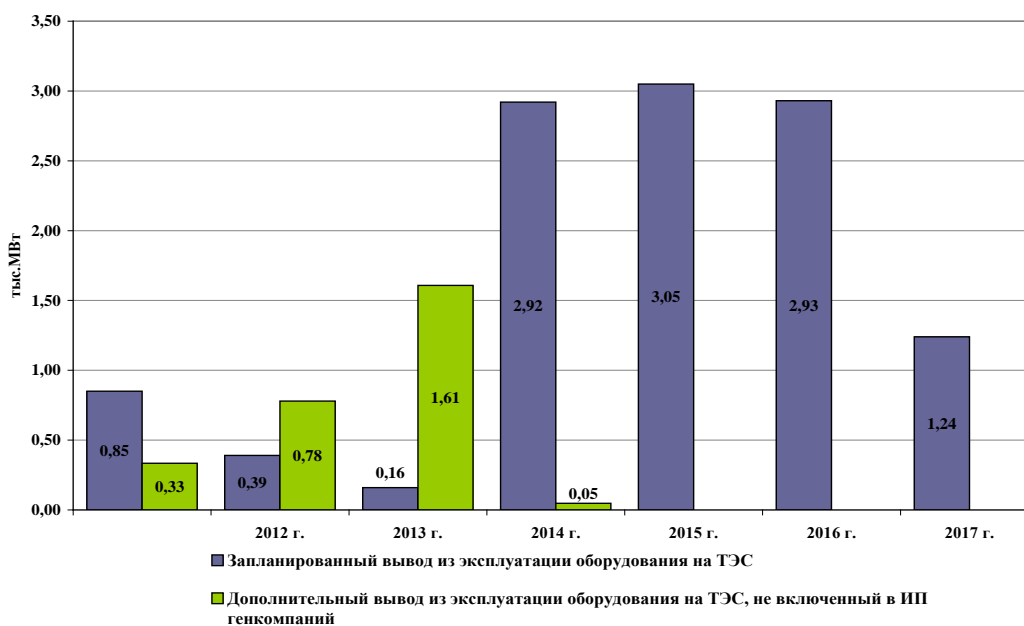


Рисунок 5.4. Объемы дополнительно выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, не включенного в инвестиционные программы

Изменение мощности действующих электростанций ЕЭС России с учетом вывода из эксплуатации устаревшего оборудования, планируемого присоединения (отсоединения) мощностей и изменения установленной мощности генерирующего оборудования после проведения реконструкции и модернизации представлено в таблице 5.5 и на рисунке 5.5. Установленная мощность действующих электростанций по ЕЭС России к 2018 году снизится на 10375,2 МВт (с 218235,8 МВт в 2011 году до 207860,6 МВт в 2018 году).

Таблица 5.5. Изменение установленной мощности действующих электростанций ЕЭС России (без учета ввода новых генерирующих объектов), МВт

	ФАКТ	ПРОГНОЗ						
	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Мощность действующих электростанций - всего	218235,8	217556,9	217316,4	217424,3	214637,1	211732,0	208987,4	207860,6
АЭС	24266,0	24266,0	24266,0	24266,0	24266,0	22849,0	21432,0	20992,0
ГЭС	44586,5	44628,3	44717,3	44791,3	44846,5	44942,7	45056,6	45144,3
ТЭС	149373,5	148652,8	148323,3	148357,2	145514,8	143930,5	142489,0	141714,5
ВИЭ	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Вывод из эксплуатации мощностей		846,5	389,5	158,8	2918,4	3051,3	2923,5	1239,5
АЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	1417,0	1417,0	440,0
ГЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС		846,5	389,5	158,8	2918,4	1634,3	1506,5	799,5
ВИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединение (+), отсоединение (-)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
АЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ВИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Перемаркировка		0,0	6,0	60,7	0,0	0,0	0,0	0,0
АЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС		0,0	6,0	60,7	0,0	0,0	0,0	0,0
ВИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Реконструкция и модернизация		167,6	143,0	206,0	131,2	146,2	178,9	112,7
АЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС		41,8	89,0	74,0	55,2	96,2	113,9	87,7
ТЭС		125,8	54,0	132,0	76,0	50,0	65,0	25,0
ВИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Примечание: в составе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) учитываются ветровые электростанции (ВЭС) и приливные электростанции (ПЭС), в составе гидроэлектростанций (ГЭС) учитываются также ГАЭС и малые ГЭС (ГЭС с установленной мощностью 25 МВт и менее).

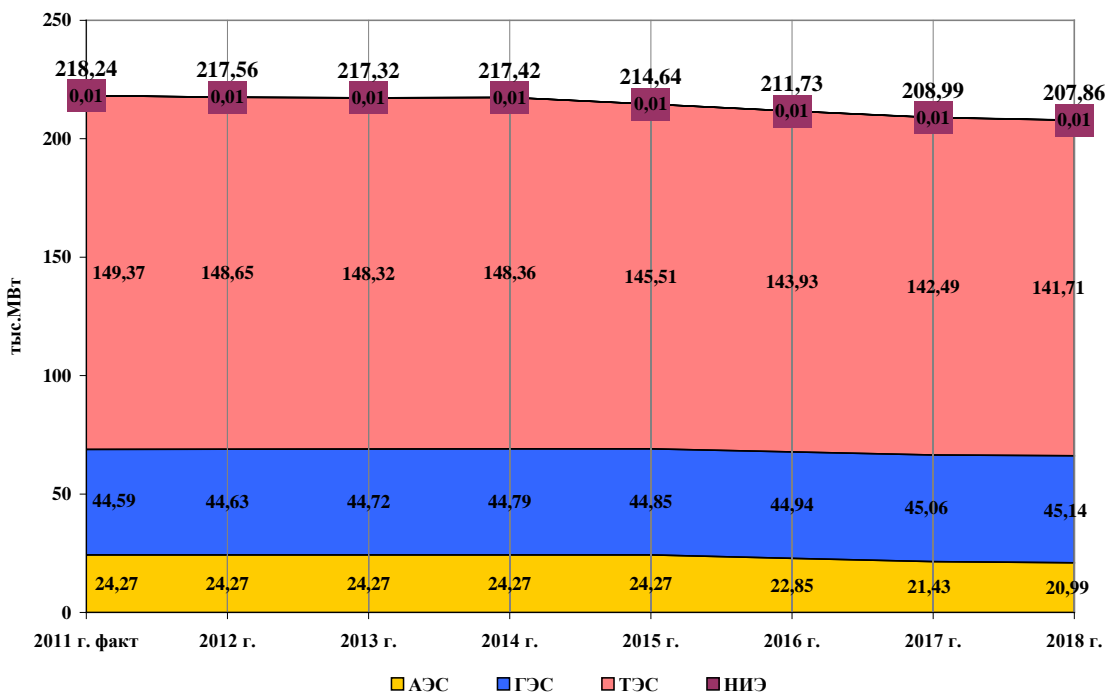


Рисунок 5.5. Изменение установленной мощности действующих электростанций ЕЭС России

Объемы модернизации, перемаркировки и реконструкции генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации приведены, соответственно, в приложениях № 4, № 5 и № 6.

В 2011 году на электростанциях ЕЭС России было введено в эксплуатацию 4688,3 МВт. Структура вводов генерирующих мощностей по ОЭС и ЕЭС России в 2011 году приведена в таблице 5.6.

Таблица 5.6. Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России в 2011 году

Электростанция	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт	Фактическая дата ввода
ЕЭС России			4688,3	
ОЭС Северо-Запада			932,0	
Южная ТЭЦ-22	№4	ПГУ*****	425	01.04.2011
ДЭС* Коми			0,3	01.11.2011
ТЭЦ СЛПК	№5У	ГТУ*****	87,7	01.12.2011
ТЭС-1 ОАО "Кондопога"	№1-3	ПР 13/15,8-3,4/1,5/0,6	48	01.12.2011
ДЭС Коми			1,15	01.01.2012
Первомайская ТЭЦ-14	№2	ПГУ	180	01.01.12
МГЭС "Ляскеля"	№1-6	СГ-800-16В2 УХЛЗ	4,8	01.01.2012
Юго-Западная ТЭЦ	№1	ПГУ	185	01.01.2012
ОЭС Центра			718,3	
Мини-ТЭС Курьяновские очистные сооружения	№5	JMS 620	2,7	01.06.2011
ТЭЦ-26 Мосэнерго	№8	ПГУ	420,9	01.07.2011
Курская ТЭЦ СЗР	№1	ПГУ	116,9	01.07.2011

Электростанция	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт	Фактическая дата ввода
Калужская ТЭЦ	№2	ГТУ	29,8	01.08.2011
ГТ-ТЭЦ** г.Щелково	№1-2	ГТУ	18	01.10.2011
ГТЭС*** Лыково	№1	ПГУ	130	01.11.2011
ОЭС Средней Волги			6	
Ромодановская ТЭЦ-4	№2	P-6-35/5M	6	01.01.2012
ОЭС Юга			543,9	
Новочеркасская ГТ-ТЭЦ	№1-2	ГТ-009	18	01.04.2011
Егорлыкская ГЭС-2	№1-4	PO 45-B-190	14,2	01.05.2011
Астраханская ГРЭС****	№1	ПГУ	101,5	01.07.2011
Невинномысская ГРЭС	№14	ПГУ	410,2	01.07.2011
ОЭС Урала			2447,1	
Тюменская ТЭЦ-1	№2	ПГУ	190	01.02.2011
Уфимская ТЭЦ-1		ГТУ	18,7	01.03.2011
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2 (Сургутнефтегаз)	№1-3	ГТУ	36	01.03.2011
Челябинская ТЭЦ-3	№ 3	ПГУ	206,3	01.06.2011
Сургутская ГРЭС-2	№7	ПГУ	396,9	01.08.2011
Сургутская ГРЭС-2	№8	ПГУ	400,2	01.08.2011
Яйвинская ГРЭС	№ 5	ПГУ	424,6	01.08.2011
Уфимская ТЭЦ-2	№ 1	ГТУ	49	01.08.2011
Тобольская ТЭЦ	№3,5	ПГУ	213,3	01.10.2011
Среднеуральская ГРЭС	№12	ПГУ	419	01.12.2011
Сургутнефтегаз (ГПЭС*****при ДНС-2)	№5,6	ГТУ	3,1	01.11.2011
Приобская ГТЭС	№5,6	ГТУ	90	28.12.2011
ОЭС Сибири			41	
Игольско-Таловая ГТЭС	№1-2	ГТУ	12	01.07.2011
ТЭЦ НКМК (бл.ст)	№ 4	ПТ-29/35-2,9/1	29	01.08.2011
ВСЕГО			4688,3	

* - ДЭС - дизельная электростанция

** - ГТ-ТЭЦ - газотурбинная теплоэлектроцентраль

*** - ГТЭС - газотурбинная электрическая станция

**** - ГРЭС - государственная районная электростанция

***** - ГПЭС - газопоршневая электростанция

***** - ПГУ - парогазовая установка

***** - ГТУ – газотурбинная установка

Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период 2012-2018 годов предусматриваются в объеме 40109,7 МВт, в т.ч. на АЭС – 12315,6 МВт, на ГЭС – 3830,2 МВт, на ГАЭС – 980 МВт и на ТЭС – 22983,2 МВт. При этом вводы на замену устаревшего оборудования планируются в объеме 1073,5 МВт. Из общего объема запланированных вводов генерирующих мощностей выделены генерирующие объекты с высокой вероятностью ввода, к которым для целей настоящего документа отнесены следующие генерирующие объекты:

генерирующие объекты, строительство (реконструкция) которых осуществляется в соответствии с обязательствами, принятыми по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок;

генерирующие объекты, включенные в инвестиционные программы ОАО «Концерн Росэнергоатом», ОАО «РусГидро», ОАО «РАО ЭС Востока» и других компаний;

генерирующие объекты, по которым имеются заключенные договоры об осуществлении технологического присоединения.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России в период 2012-2018 годов представлены в таблице 5.7 и на рисунках 5.6 и 5.7.

Таблица 5.7. Вводы мощности на электростанциях ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Всего за 2012-2018 годы
ЕЭС России	10749,4	7267,0	9136,1	4844,8	3339,0	1624,2	3149,0	40109,7
АЭС	1000,0		3148,8	2368,8	2364,0	1070,0	2364,0	12315,6
ГЭС	2004,4	1129,0	164,8	160,0		30,0	342,0	3830,2
ГАЭС	420,0	350,0	210,0					980,0
ТЭС	7325,0	5788,2	5612,5	2316,0	975,0	524,2	443,0	22983,9
в т.ч. ТЭЦ	4057,8	3542,4	2252,5	618,0	555,0	524,2	443,0	11992,9
КЭС	3264,4	2245,8	3360,0	1698,0	420,0			10988,2
дизельные	2,8							2,8
в т.ч. замена	61,5	150,0	115,0	185,0	185,0	257,0	120,0	1073,5
ГЭС						30,0		30,0
ТЭС	61,5	150,0	115,0	185,0	185,0	227,0	120,0	1043,5
в т.ч. ТЭЦ	61,5	150,0	115,0	185,0	185,0	227,0	120,0	1043,5
ОЭС Северо-Запада	1253,8	410,0	70,0	1336,0	2364,0	66,0	2364,0	7863,8
АЭС				1170,0	2364,0		2364,0	5898,0
ТЭС	1253,8	410,0	70,0	166,0		66,0		1965,8
в т.ч. ТЭЦ	560,0	410,0	70,0	166,0		66,0		1272,0
КЭС	691,0							691,0
дизельные	2,8							2,8
ОЭС Центра	2914,4	2410,2	2471,8	1355,8				9152,2
АЭС	1000,0		1198,8	1198,8				3397,6
ГАЭС	420,0	210,0	210,0					840,0
ТЭС	1494,4	2200,2	1063,0	157,0				4914,6
в т.ч. ТЭЦ	955,6	1816,4	643,0	157,0				3572,0
КЭС	538,8	383,8	420,0					1342,6
в т.ч. замена	61,5	50,0						111,5
ТЭС	61,5	50,0						111,5
в т.ч. ТЭЦ	61,5	50,0						111,5
ОЭС Средней Волги	501,0	115,0	440,0	110,0				1166,0
ТЭС	501,0	115,0	440,0	110,0				1166,0
в т.ч. ТЭЦ	501,0	115,0	110,0	110,0				836,0
КЭС			330,0					330,0
в т.ч. замена		35,0						35,0
ТЭС		35,0						35,0

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Всего за 2012-2018 годы
в т.ч. ТЭЦ		35,0						35,0
ОЭС Юга	1136,8	1351,5	1404,8		420,0	1070,0	342,0	5725,1
АЭС			1070,0			1070,0		2140,0
ГЭС	6,4	130,0	4,8				342,0	483,2
ГАЭС		140,0						140,0
ТЭС	1130,4	1081,5	330,0		420,0			2961,9
в т.ч. ТЭЦ	1130,4	332,0						1462,4
КЭС		749,5	330,0		420,0			1499,5
ОЭС Урала - всего	2367,8	1559,0	3650,0	1763,0	65,0	273,2		9678,0
АЭС			880,0					880,0
ГЭС						30,0		30,0
ТЭС	2367,8	1559,0	2770,0	1763,0	65,0	243,2		8768,0
в т.ч. ТЭЦ	547,0	749,0	1290,0	65,0	65,0	243,2		2959,2
КЭС	1820,8	810,0	1480,0	1698,0				5808,8
в т.ч. замена		65,0	115,0	65,0	65,0	42,0		352,0
ГЭС						30,0		30,0
ТЭС		65,0	115,0	65,0	65,0	12,0		322,0
в т.ч. ТЭЦ		65,0	115,0	65,0	65,0	12,0		322,0
ОЭС Сибири	2525,8	1421,5	800,0	120,0		90,0		4957,3
ГЭС	1998,0	999,0						2997,0
ТЭС	527,8	422,5	800,0	120,0		90,0		1960,3
в т.ч. ТЭЦ	314,0	120,0		120,0		90,0		644,0
КЭС	213,8	302,5	800,0					1316,3
в т.ч. замена				120,0		90,0		210,0
ТЭС				120,0		90,0		210,0
в т.ч. ТЭЦ				120,0		90,0		210,0
ОЭС Востока	49,8		299,5	160,0	490,0	125,0	443,0	1567,3
ГЭС			160,0	160,0				320,0
ТЭС	49,8		139,5		490,0	125,0	443,0	1247,3
в т.ч. ТЭЦ	49,8		139,5		490,0	125,0	443,0	1247,3
в т.ч. замена					120,0	125,0	120,0	365,0
ТЭС					120,0	125,0	120,0	365,0
в т.ч. ТЭЦ					120,0	125,0	120,0	365,0

Наиболее значительный объем вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации до 2018 года планируется в ОЭС Урала (9678 МВт) и в ОЭС Центра (9152,2 МВт).

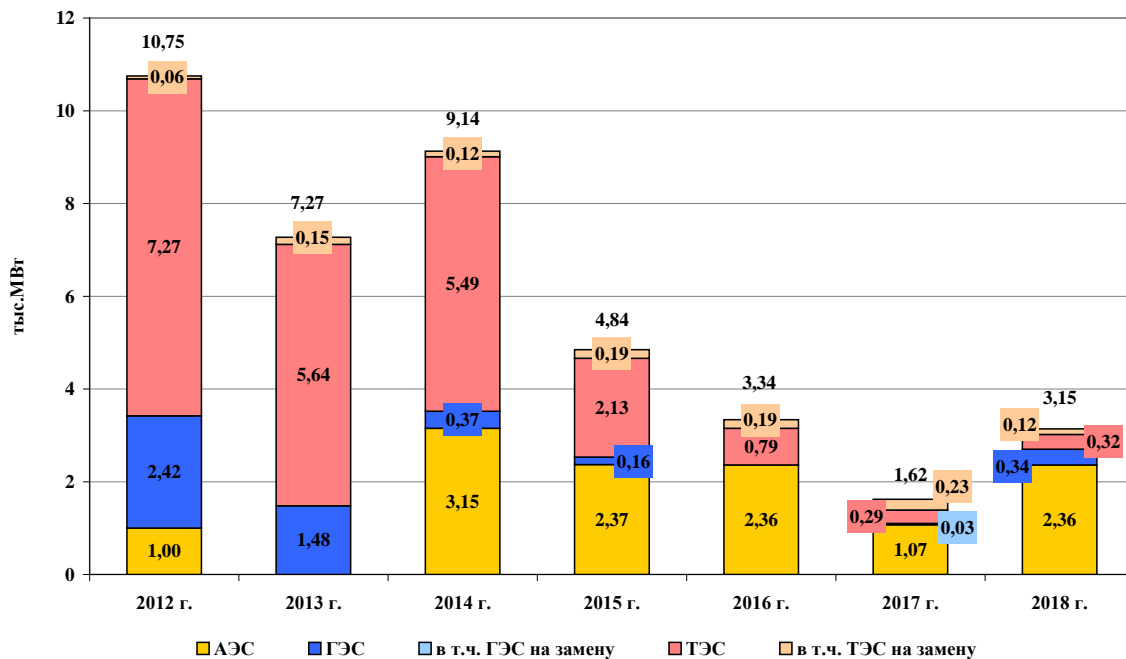


Рисунок 5.6. Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

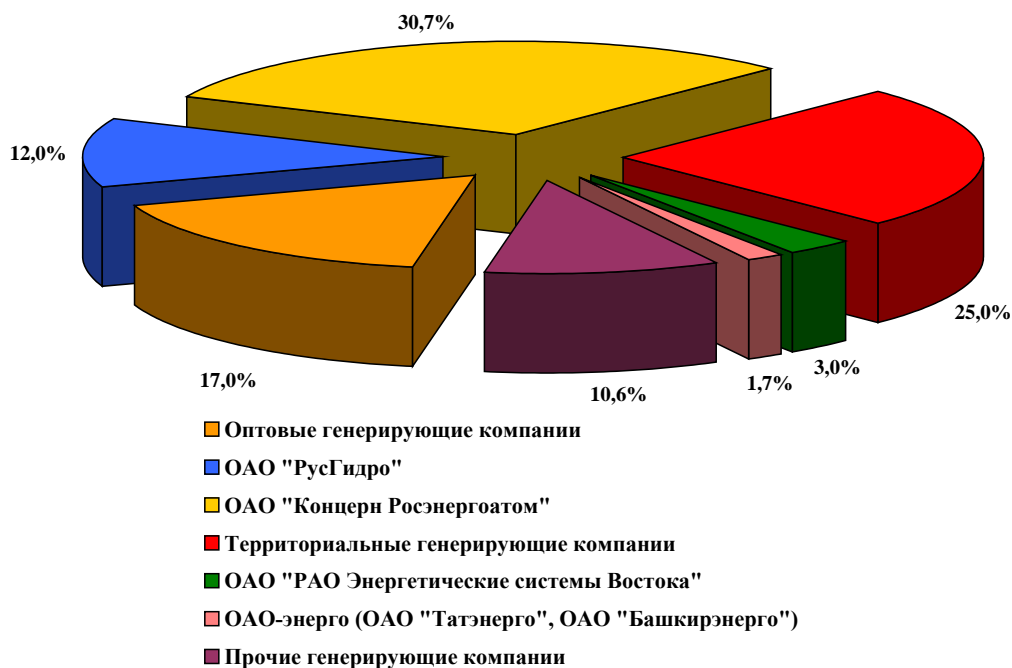


Рисунок 5.7. Структура вводов мощности на электростанциях ЕЭС России по генерирующим компаниям

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по электростанциям ЕЭС России приведены в приложении № 7.

В соответствии с предложениями генерирующих компаний предполагаются дополнительные вводы генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России в объеме 14047,1 МВт, в т.ч. на ГЭС – 618,7 МВт, на ГАЭС – 155 МВт, на ТЭС –

12336 МВт и на ВИЭ – 937,4 МВт. Объемы дополнительных вводов генерирующих мощностей по предложениям компаний представлены в таблице 5.8 и на рисунке 5.8.

Таблица 5.8. Дополнительные вводы мощности на электростанциях, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Всего за 2012-2018 годы
ЕЭС России	233,4	636,0	1676,0	1903,0	3862,6	3151,2	2584,9	14047,1
ГЭС					110,6	103,2	404,9	618,7
ГАЭС							155,0	155,0
ТЭС	198,0	570,0	1597,0	1836,0	3685,0	2798,0	1652,0	12336,0
ВИЭ	35,4	66,0	79,0	67,0	67,0	250,0	373,0	937,4
ОЭС Северо-Запада		30,0	150,0	500,0		180,0	134,0	994,0
ГЭС							14,0	14,0
ТЭС		30,0	138,0	500,0		180,0	120,0	968,0
ВИЭ			12,0					12,0
ОЭС Центра			371,0	182,0	175,0	565,0	587,0	1880,0
ГАЭС							155,0	155,0
ТЭС			371,0	182,0	175,0	565,0	432,0	1725,0
ОЭС Средней Волги		40,0	895,0	18,0	410,0	545,0	440,0	2348,0
ТЭС		40,0	895,0	18,0	410,0	545,0	440,0	2348,0
ОЭС Юга	35,4	66,0	67,0	67,0	252,7	404,1	422,9	1315,1
ГЭС					75,7	37,1	172,9	285,7
ТЭС					110,0	117,0		227,0
ВИЭ	35,4	66,0	67,0	67,0	67,0	250,0	250,0	802,4
ОЭС Урала	138,0	500,0	175,0	154,0	1019,9	721,6	661,4	3369,9
ГЭС					0,9	0,6	1,4	2,9
ТЭС	138,0	500,0	175,0	154,0	1019,0	721,0	660,0	3367,0
ОЭС Сибири	60,0		18,0	532,0	1572,0	735,5	216,6	3134,1
ГЭС					34,0	65,5	216,6	316,1
ТЭС	60,0		18,0	532,0	1538,0	670,0		2818,0
ОЭС Востока				450,0	433,0		123,0	1006,0
ТЭС				450,0	433,0			883,0
ВИЭ							123,0	123,0

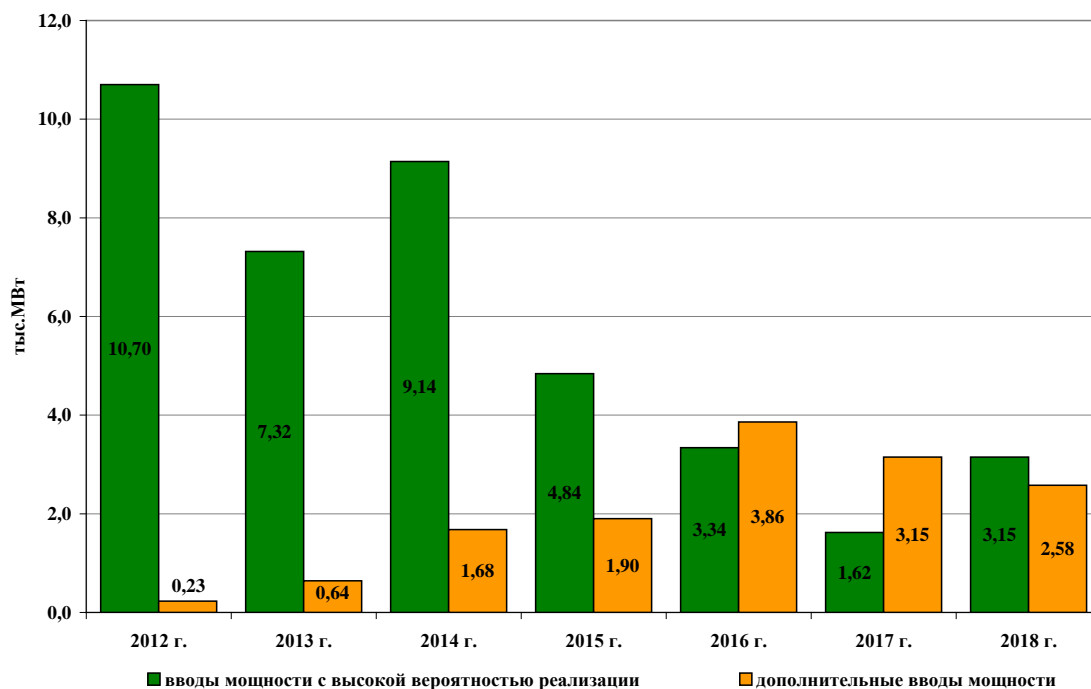


Рисунок 5.8. Дополнительные вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям ЕЭС России приведены в приложении № 8.

Дополнительные объемы модернизации и перемаркировки генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации приведены, соответственно, в приложениях № 9 и № 10.

Развитие атомной энергетики в период 2012-2018 годов предусматривается за счет установки новых энергоблоков на действующих АЭС (в том числе: энергоблоки № 3 и № 4 типа ВВЭР мощностью 1070 МВт в 2014 и 2017 годах на Ростовской АЭС, четвертый энергоблок типа БН-880 мощностью 880 МВт в 2014 году на Белоярской АЭС), ввода в промышленную эксплуатацию четвертого энергоблока типа ВВЭР мощностью 1000 МВт Калининской АЭС в 2012 году, а также сооружения новых АЭС. Сооружение АЭС на новых площадках предусматривается в:

ОЭС Северо-Запада – Балтийской АЭС в Калининградской области (с вводом энергоблоков № 1 и № 2 типа ВВЭР-1200 мощностью 1194 МВт в 2016 и 2018 годах) и Ленинградской АЭС-2 (взамен выбывающих в 2016 и 2017 годах энергоблоков по 1000 МВт на Ленинградской АЭС с вводом энергоблоков № 1-3 типа ВВЭР-1200 мощностью 1170 МВт в 2015, 2016 и 2018 годах);

ОЭС Центра – Нововоронежской АЭС-2 с вводом двух энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1198,8 МВт в 2014 и 2015 годах.

Вводы мощности на ГЭС ЕЭС России в период 2012-2018 годов предусматриваются в объеме 3830,2 МВт.

В рассматриваемый перспективный период приоритетной задачей является завершение строительства ГЭС с высоким уровнем готовности к вводу в эксплуатацию.

Значительные вводы ГЭС в европейской части России предусматриваются в ОЭС Юга, в том числе завершение сооружения Гоцатлинской ГЭС каскада Зирани (2х50 МВт в 2013 году), Зеленчукской ГЭС-ГАЭС (2х70 МВт в 2013 году).

В связи с планируемым развитием атомной энергетики и, как следствие, увеличением потребности в маневренной мощности в европейской части России в период 2012-2018 годов предусматривается строительство Загорской ГАЭС-2 в энергосистеме Московской области и г. Москвы в ОЭС Центра (2х210 МВт в 2012 году и по 210 МВт в 2013 и 2014 годах) и Зеленчукской ГЭС-ГАЭС в энергосистеме Республики Карачаево-Черкессия в ОЭС Юга (2х70 МВт в 2013 году). Дополнительно предполагается сооружение Курской ГАЭС в энергосистеме Курской области в ОЭС Центра с вводом в эксплуатацию первого гидроагрегата 155 МВт в 2018 году.

В настоящее время ОАО «РусГидро» проводит работы по проектированию Ленинградской ГАЭС. Ввод первых двух агрегатов по 195 МВт в энергосистеме Ленинградской области и г. Санкт-Петербург предполагается в 2020 году.

Наибольший объем вводов ГЭС намечается в ОЭС Сибири, где планируется завершение строительства Богучанской ГЭС (6х333 МВт в 2012 году и 3х333 МВт в 2013 году, с достижением проектной установленной мощности 3000 МВт в 2013 году).

Приоритетным направлением технической политики в электроэнергетике России является применение парогазовых технологий при техническом перевооружении существующих и строительстве новых электростанций, а также создание оборудования, работающего на угле, с суперсверхкритическими параметрами острого пара.

В рассматриваемый перспективный период до 2018 года предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью 200 МВт и выше) с использованием парогазовых технологий:

в ОЭС Северо-Запада: с высокой вероятностью ввода – на Юго-Западной ТЭЦ (ПГУ-300(Т)), Киришской ГРЭС (2хГТ-270), Правобережной ТЭЦ (ПГУ-450(Т)); дополнительно – на ТЭЦ «Морской Фасад» (ПГУ-500(Т));

в ОЭС Центра: с высокой вероятностью ввода – на Владимирской ТЭЦ-2 (ПГУ-230(Т)), Череповецкой ГРЭС (ПГУ-420), Воронежской ТЭЦ-1 (ПГУ-223(Т)), Ивановских ПГУ (ПГУ-325), Тенинской водогрейной котельной (ПГУ-450(Т)), а также на электростанциях ОАО «Мосэнерго»: ТЭЦ-12 (ПГУ-220(Т)), ТЭЦ-16 (ПГУ-420(Т)), ТЭЦ-20 (ПГУ-420(Т)); дополнительно – на ТЭЦ-25 ОАО «Мосэнерго» (ПГУ-420(Т)) и ГТЭС «Молжаниновка» (2хПГУ-240 (Т));

в ОЭС Средней Волги: с высокой вероятностью ввода – на Сызранской ТЭЦ (ПГУ-225(Т)); дополнительно – на Автозаводской ТЭЦ (ПГУ-400(Т)) и Нижегородской ТЭЦ (2хПГУ-450(Т));

в ОЭС Юга: с высокой вероятностью ввода – на Краснодарской ТЭЦ (ПГУ-410(Т)) и Ставропольской ГРЭС (ПГУ-420);

в ОЭС Урала: с высокой вероятностью ввода – на Уфимской ТЭЦ-5 (2хПГУ-220(Т)), Серовской ГРЭС (ПГУ-420), Ново-Березниковской ТЭЦ (ПГУ-230(Т)), Нижнетуринской ГРЭС (2хПГУ-230), Ново-Богословской ТЭЦ (ПГУ-230(Т)),

Уренгойской ГРЭС (ПГУ-450), Нижневартовской ГРЭС (2хПГУ-410), Няганской ГРЭС (3хПГУ-418), Ижевской ТЭЦ-1 (ПГУ-230(Т)), Челябинской ГРЭС (2хПГУ-248(Т)), Южно-Уральской ГРЭС-2 (3хПГУ-400), Пермской ГРЭС (ПГУ-410); дополнительно – на Ново-Салаватской ТЭЦ (ПГУ-410(Т)) и ПГУ в Тарко-Сале (2хПГУ-300);

в ОЭС Сибири: дополнительно – на Газовой ТЭС в Усть-Куте (2хПГУ-400) и Омской ТЭЦ-6 (ПГУ-428(Т));

в ОЭС Востока: дополнительно – на ТЭЦ Восточной нефтехимической компании (ПГУ-433(Т)) и Хабаровской ПГУ (2хПГУ-225(Т)).

Также в рассматриваемый период планируется ввод крупных (единичной мощностью 200 МВт и выше) энергоблоков на угле:

в ОЭС Центра: с высокой вероятностью ввода – на Черепетской ГРЭС (2хК-214-130);

в ОЭС Юга: с высокой вероятностью ввода – на Новочеркасской ГРЭС (К- 330-240);

в ОЭС Урала: с высокой вероятностью ввода – на Троицкой ГРЭС (К-660-300); дополнительно – на Демидовской ТЭС (2хК-660-300);

в ОЭС Сибири: с высокой вероятностью ввода – на Березовской ГРЭС-1 (К-800-240) и Красноярской ТЭЦ-3 (Т-185-130); дополнительно – на Алтайской КЭС (К-330-240).

Развитие возобновляемых источников энергии в рассматриваемый перспективный период предполагается в основном за счет строительства ветровых электростанций (при условии реализации дополнительных вводов мощности), в том числе: ветропарка «Нижняя Волга» (2х250 МВт в 2017-2018 годах) и Приютненской ВЭС (с достижением установленной мощности 302,4 МВт к 2016 году) в ОЭС Юга, а также Дальневосточной ВЭС на о. Попова (23 МВт в 2018 году) и Дальневосточной ВЭС на м. Поворотный (100 МВт в 2018 году) в ОЭС Востока. Также рассматривается строительство приливной Северной ПЭС (12 МВт) в ОЭС Северо-Запада.

В настоящее время Центральный энергорайон Якутской энергосистемы и Западный энергорайон Якутской энергосистемы работают изолированно от ЕЭС России. Южно-Якутский энергорайон работает в составе ОЭС Востока. В рассматриваемый перспективный период в Центральном энергорайоне предполагается строительство Якутской ТЭС-2 с вводом четырех ГТ-39,4 (157,6 МВт) в 2014 году и еще трех ГТ-39,4 (118,2 МВт) в 2016 году (по планам ОАО «РАО ЭС Востока»).

Объединение Центрального и Южно-Якутского энергорайонов намечается в 2015 году посредством сооружения воздушной линии (ВЛ) 220 кВ Томмот – Майя. В 2015 году намечается объединение Западного энергорайона Якутской энергосистемы с Иркутской энергосистемой ОЭС Сибири с сооружением ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Корыто – Сухой Лог – Мамакан.

При составлении балансов мощности и электроэнергии Центральный и Западный энергорайоны Якутской энергосистемы, а также энергорайон г. Салехарда не учитывались в установленной мощности ОЭС и ЕЭС России.

В настоящее время энергорайон г. Салехарда работает изолированно от ЕЭС России. ОАО «Корпорация Урал Промышленный – Урал Полярный» в 2012-2013 годах предполагает ввод ТЭС «Полярная» мощностью 262,3 МВт в данном регионе. В 2013 году предполагается присоединение энергорайона г. Салехард к ЕЭС России путем строительства ВЛ 220 кВ Салехард – Надым.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей (с учетом вводов мощности с высокой вероятностью реализации) установленная мощность электростанций ЕЭС России возрастет к 2018 году на 29734,5 МВт (13,6 %) и составит 247970,3 МВт. В период 2012–2018 годов в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России возрастет доля АЭС с 11,1 % в 2011 году до 13,4 %, доля ГЭС и ГАЭС незначительно снизится с 20,5 % до 20,2 %, доля ТЭС снизится с 68,4 % до 66,4 %. Доля ВИЭ остается практически неизменной – 0,005% на уровне 2011 года и 0,004% в перспективный период 2012-2018 годов.

Структура установленной мощности электростанций по ОЭС и ЕЭС России в период 2012–2018 годов представлена в таблице 5.9 и на рисунке 5.9.

Таблица 5.9. Установленная мощность электростанций по ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ЕЭС России	218235,8	228306,3	235333,0	244577,0	246634,6	247068,5	245948,1	247970,3
АЭС	24266,0	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	43386,5	45432,7	46650,7	46889,5	47104,7	47200,9	47344,8	47774,5
ГАЭС	1200,0	1620,0	1970,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0
ТЭС	149373,5	155977,8	161436,5	167082,9	166556,5	165947,2	165029,9	164698,4
в т.ч. ТЭЦ	82535,4	86089,8	89460,2	91727,6	90600,7	89723,4	89133,1	88854,6
КЭС	66699,4	69749,3	71837,6	75216,6	75817,1	76085,1	75758,1	75705,1
дизельные	138,7	138,7	138,7	138,7	138,7	138,7	138,7	138,7
ВИЭ	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
в т.ч. ВЭС	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
ПЭС	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
ОЭС Северо-Запада	22466,6	23434,8	23849,8	23861,0	25071,5	26444,0	25445,0	27247,0
АЭС	5760,0	5760,0	5760,0	5760,0	6930,0	8294,0	7294,0	9218,0
ГЭС	2928,4	2941,6	2946,6	2945,6	2945,6	2954,1	2962,6	2966,6
ТЭС	13771,8	14726,8	15136,8	15149,0	15189,5	15189,5	15182,0	15056,0
в т.ч. ТЭЦ	9878,2	10383,2	10793,2	10805,4	10845,9	10845,9	10838,4	10712,4
КЭС	3806,3	4256,3	4256,3	4256,3	4256,3	4256,3	4256,3	4256,3
дизельные	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3
ВИЭ	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
в т.ч. ВЭС	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
ПЭС	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
ОЭС Центра	50322,9	53030,8	55312,0	57853,8	58804,6	57770,6	56948,6	56841,6
АЭС	11834,0	12834,0	12834,0	14032,8	15231,6	14814,6	14397,6	14397,6
ГЭС	638,6	638,6	638,6	648,6	648,6	658,6	668,6	678,6
ГАЭС	1200,0	1620,0	1830,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0
ТЭС	36650,3	37938,2	40009,4	41132,4	40884,4	40257,4	39842,4	39725,4
в т.ч. ТЭЦ	20195,9	20995,5	22817,9	23460,9	23352,9	22865,9	22590,9	22473,9
КЭС	16454,4	16942,7	17191,5	17671,5	17531,5	17391,5	17251,5	17251,5
ОЭС Средней Волги	25817,7	26202,0	26322,0	26783,0	26300,5	26056,5	26104,0	26119,0

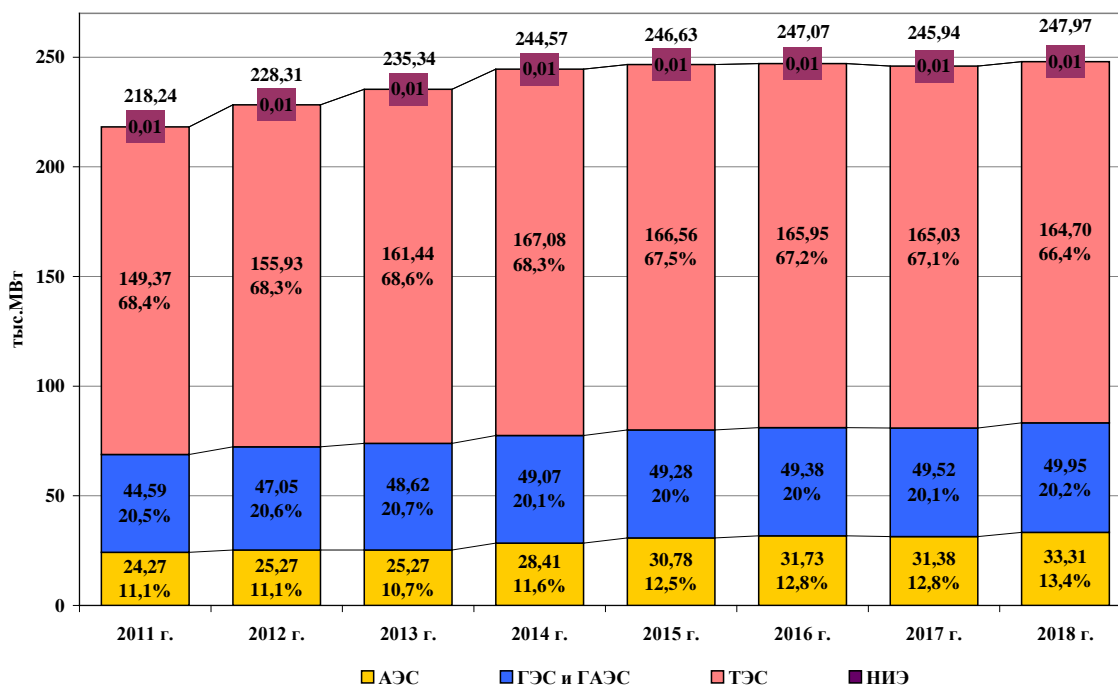


Рисунок 5.8. Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

5.1. На следующих территориях ЕЭС России технологически необходимо сооружение генерирующих объектов, отсутствующих в планах каких-либо собственников.

5.1.1. Юго-западный энергорайон энергосистемы Краснодарского края

Электроснабжение потребителей Юго-западного энергорайона энергосистемы Краснодарского края осуществляется по контролируемому сечению «Юго-Запад», состоящему из следующих линий электропередачи:

- ВЛ 500 кВ Тихорецк – Кубанская;
- ВЛ 220 кВ Афипская – Кубанская;
- ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Кирилловская;
- ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Славянская;
- ВЛ 110 кВ Ильская – Холмская;
- ВЛ 110 кВ Новомышастовская – ВНИИРИС;
- ВЛ 110 кВ Забойская – Гривенская.

Основные показатели баланса мощности Юго-западного энергорайона на перспективу до 2018 года приведены в таблице 5.10.

При определении максимально допустимых перетоков (МДП) в контролируемом сечении «Юго-Запад» учтено:

- строительство ВЛ 500 кВ Кубанская – Центральная (2012 год);
- ввод в работу автотрансформатора (АТ) номер 3 220/110 кВ на подстанции (ПС) 220 кВ Крымская (2012 год);
- ввод в работу 3 автотрансформаторной группы (АТГ) 500/220 кВ на ПС 500 кВ Кубанская (2013 год);

- ввод в работу ПС 220 кВ Бужора с заходами ВЛ 110 кВ и 220 кВ (2012 год);
- строительство ВЛ 220 кВ Бужора – Кубанская (в габаритах 500 кВ) (2014 год);
- строительство ПС 500 кВ Анапа (Бужора) с ВЛ 500 кВ Анапа (Бужора) – Андреевская (2017 год).

Снижение располагаемой мощности электростанций начиная с 2013 года связано с возможным демонтажем неэкономичных Мобильных ГТУ.

Таблица 5.10. Баланс мощности Юго-Западного энергорайона на 2012–2018 годы, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Потребление мощности	950	1 200	1 400	1 450	1 600	1 650	1 750
Располагаемая мощность электростанций	73	28	28	28	28	28	28
Покрытие спроса (переток в сечении Юго-Запад)	877	1 172	1 372	1 422	1 572	1 622	1 722
МДП в нормальной схеме	1400	1400	1400	1400	1400	1800	1800
Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в нормальной схеме	523	228	28	-22	-172	178	78
МДП в ремонтной схеме (откл. ВЛ 500 кВ)	1000	1000	1000	1000	1000	1400	1400
Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в ремонтной схеме	123	-172	-372	-422	-572	-222	-322

Анализ баланса мощности Юго-Западного энергорайона на перспективу до 2018 года показывает на наличие непокрываемого дефицита активной мощности:

- в нормальной схеме – на этапе 2015 года;
- в единичной ремонтной схеме (ремонт ВЛ 500 кВ Тихорецк – Кубанская) – на этапе 2013 года.

Максимальная величина дефицита наблюдается на этапе 2016 года и составляет 172 МВт (для нормальной схемы) и 572 МВт (для единичной ремонтной схемы).

Учитывая изложенное, для обеспечения надежного электроснабжения потребителей и обеспечения возможности демонтажа неэкономичных Мобильных ГТУ, в Юго-Западном энергорайоне необходимо строительство тепловой электростанции установленной мощностью до 600 МВт, в том числе не менее 200 МВт (2x100 МВт) в Новороссийском энергоузле Юго-Западного энергорайона.

5.1.2. Энергосистема Республики Тыва

Электроснабжение потребителей на территории Республики Тыва осуществляется по контролируемому сечению «Красноярск, Хакасия - Тыва», состоящему из следующих линий электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран с отпайкой на ПС 220 кВ Ергаки;

- ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак.

Потребление на территории энергосистемы Республика Тыва в осенне-зимний период (ОЗП) 2012/2013 (с учетом перетока активной мощности в западный энергорайон энергосистемы Монголии) прогнозируется на уровне 174 МВт.

Суммарная мощность генерирующего оборудования, находящегося на территории энергосистемы Республики Тыва, составляет 62 МВт, в том числе:

- Кызылская ТЭЦ – 17 МВт;
- Мобильная ГТЭС – 45 МВт (ввод в работу осуществляется в период прохождения максимума нагрузки и в послеаварийных режимах).

Установка второй Мобильной ГТЭС (мощностью 22,5 МВт) выполнена в июне 2011 года из-за непокрываемого дефицита активной мощности на территории энергосистемы.

Учитывая:

- прогнозируемый рост потребления на территории энергосистемы (в том числе за счет энергоемких горно-обогатительных комбинатов);
- необходимость вывода из эксплуатации находящейся в неудовлетворительном техническом состоянии Кызылской ТЭЦ;
- необходимость вывода из работы неэкономичного оборудования Мобильных ГТЭС;
- высокую вероятность смещения сроков сооружения ВЛ 220 кВ Чадан – Кызылская и ВЛ 220 кВ Шушенская – Туран – Кызылская;
- необходимость учета при определении области допустимых режимов работы питающих связей энергосистемы нормативного возмущения, связанного с аварийным отключением двух линий электропередачи, проходящих в общем коридоре,

в целях обеспечения допустимых электроэнергетических режимов в энергосистеме Республики Тыва при различных нормативных возмущениях, на территории энергосистемы Республики Тыва требуется строительство тепловой электростанции установленной мощностью не менее 110 МВт.

5.1.3. Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны энергосистемы Иркутской области

Электроснабжение потребителей Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов энергосистемы Иркутской области осуществляется по контролируемому сечению «Таксимо – Мамакан», состоящему из следующих линий электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан;
- ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамаканская ГЭС.

Существующая пропускная способность контролируемого сечения (после выполнения перевода ВЛ Таксимо – Мамакан на напряжение 220 кВ) – 65 МВт не позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителей Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов.

Прогнозируемый дефицит активной мощности указанных энергорайонов (81 МВт), определяемый прогнозным потреблением на ОЗП 2012/2013 (87 МВт) и характерной для зимнего периода генерацией Мамаканской ГЭС (6 МВт) превышает МДП в нормальной схеме на 16 МВт, а в единичной ремонтной (послеаварийной) схеме – на 26 МВт.

В целях минимизации объема ввода графиков аварийного ограничения режима потребления в нормальной схеме электрической сети в 2012 году на связях Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов с Иркутской энергосистемой осуществлялась длительная работа в вынужденном режиме с существенными рисками полного погашения потребителей энергорайонов при единичном аварийном возмущении.

Реализация технологических мероприятий, по снижению рисков нарушения электроснабжения в регионах с высокими рисками нарушения электроснабжения, в целях обеспечения надежного электроснабжения регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения разработанных и рекомендованных к осуществлению Министерством энергетики Российской Федерации, позволит снизить, но не исключить необходимость ввода графиков аварийного ограничения режима потребления.

Учитывая значительный объем технических условий на технологическое присоединение потребителей в указанных районах (в объеме более 250 МВт), на территории Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов необходимо строительство тепловой электростанции установленной мощностью не менее 200 МВт в совокупности с развитием электрической сети 220 кВ.

5.1.4. Энергосистема Чеченской Республики

Электроснабжение потребителей Чеченской Республики в составе юго-восточной части ОЭС Юга осуществляется по ВЛ 330-500 кВ, входящим в состав нескольких последовательных контролируемых сечений:

- ОЭС – Дагестан (МДП – 550 МВт);
- Терек (МДП – 1200 МВт);
- Восток (МДП – 2300 МВт).

В период прохождения ОЗП 2011/2012 в вышеуказанных контролируемых сечениях осуществлялась длительная работа в вынужденном режиме с перетоками активной мощности, превышающими максимально допустимое значение. Это явилось следствием недостаточного объема тепловой генерации на электростанциях в юго-восточной части ОЭС Юга, недостаточными запасами гидроресурсов (связанными с традиционно низкой приточностью на ГЭС в зимний период) и значительным ростом электропотребления, в том числе по территории Чеченской Республики.

Работа в вынужденном режиме привела к увеличению с 1 (в ОЗП 2010/2011) до 8 (в ОЗП 2011/2012) количества отключений нагрузки потребителей устройствами противоаварийной автоматики, однако позволило не допустить ввода графиков аварийного ограничения режима потребления в юго-восточной части ОЭС Юга.

Электроснабжение потребителей Республики Дагестан, Чеченской республики, Республики Ингушетия, Республики Северная Осетия – Алания осуществляется по контролируемому сечению «Терек», состоящему из следующих линий электропередачи:

- ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2;
- ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Моздок;
- ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт.

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении «Терек» составляет:

- 1200 МВт – в нормальной схеме электрической сети;
- 750 МВт – в схеме отключенного состояния ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2.

При аварийном отключении одной из ВЛ 330 кВ, входящих в контролируемое сечение, требуется использование резервов мощности ГЭС, объем и возможность продолжительной реализации которых существенно ограничены вследствие недостаточности гидроресурсов на длительном интервале времени, с последующим вводом графиков аварийного ограничения режима потребления.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Юга на перспективу до 2018 года приведены в таблице 5.11.

При определении МДП в контролируемом сечении «Терек» учтено:

- строительство ВЛ 330 кВ Артем – Моздок с ПС Артем и заходами ВЛ 330 кВ Чирюрт – Махачкала (2012 год);
- строительство ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок (2015 год);
- строительство ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 (2015 год).

Таблица 5.11. Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Юга, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Потребление мощности с учетом коэффициента совмещения *	2061	2138	2202	2326	2394	2481	2569
Экспорт (Южная Осетия)	35	35	35	35	35	35	35
Требуемая мощность	2096	2173	2237	2361	2429	2516	2604
Установленная мощность	1926	2042	2058	2058	2058	2061	2407
Располагаемая мощность **	700	715	715	715	715	715	742
Переток по сечению «Терек»	1396	1458	1522	1646	1714	1801	1862
Пропускная способность сечения «Терек» в нормальной схеме	1200	1200	1200	1700	1700	1700	1700
Запас перетока по сечению «Терек» в нормальной схеме	-196	-258	-322	54	-14	-101	-162
Пропускная способность сечения «Терек» в ремонтной схеме сети	750	750	750	1400	1400	1400	1400

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Запас перетока по сечению «Терек» в ремонтной схеме сети	-646	-708	-772	-246	-314	-401	-462

* - прогноз потребления приведен для среднесезонной температуры наружного воздуха

** - располагаемая мощность ГЭС принята по усредненным фактическим режимам работы в отопительный период 2011/2012 года с учетом имеющихся ограничений гидроресурсов Сулакского каскада

Обеспечение надежного электроснабжения потребителей возможно за счет сооружения тепловой электростанции в юго-восточной части ОЭС Юга установленной мощностью не менее 400 МВт (2*200 МВт).

Сооружение указанной электростанции позволит в период до 2014 года исключить необходимость ввода графиков аварийного ограничения режима потребления в юго-восточной части ОЭС Юга и перехода на работу в вынужденном режиме в нормальной схеме электрической сети, при этом потребуются реализация дополнительных мероприятий по управлению электроэнергетическим режимом в послеаварийных и ремонтных схемах. В период после 2014 года (вплоть до 2017 года) наличие дополнительной генерирующей мощности в юго-восточной части ОЭС Юга (не менее 400 МВт) позволит обеспечить надежное электроснабжение потребителей и допустимые параметры электроэнергетического режима как в нормальной, так и в единичной ремонтной схеме.

Наиболее оптимальным местом размещения тепловой электростанции (установленной мощностью не менее 2*200 МВт) является энергосистема Чеченской Республики в связи со следующим:

- энергосистема Чеченской Республики характеризуется недостаточно надежной схемой электроснабжения. В настоящее время электроснабжение потребителей осуществляется от ПС 330 кВ Грозный, а также по слабым связям 110 кВ со смежными энергосистемами. Погашение ПС 330 кВ Грозный приведет к невозможности осуществления электроснабжения потребителей Чеченской Республики в полном объеме;
- наличие готовой площадки для сооружения ТЭС (на площадке бывшей Грозненской ТЭЦ-3);
- возможность выдачи мощности в сеть 110 и 330 кВ с минимальным объемом сетевого строительства;
- возможность бесперебойного получения резервного (аварийного) топлива от планируемого Грозненского НПЗ;
- возможность повышения эффективности производства электроэнергии за счет применения когенерации с отпуском пара промышленных параметров Грозненскому НПЗ.

Сооружение электростанции в энергосистеме Чеченской Республики позволит не только повысить надежность электроснабжения потребителей Республики, но и, в совокупности с предусмотренным сетевым строительством, обеспечить допустимость электроэнергетических режимов работы юго-восточной части ОЭС Юга.

6. Балансы мощности и электрической энергии ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы

Балансы мощности по ОЭС Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга и Урала рассчитаны на час прохождения совмещенного максимума потребления в ЕЭС России. По ОЭС Сибири и ОЭС Востока рассмотрены перспективные балансы мощности и на час совмещенного максимума ЕЭС и на час прохождения собственного максимума ОЭС. В сводном балансе мощности по ЕЭС России максимум потребления ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум потребления ЕЭС России.

При прогнозируемом совмещенном максимуме потребления, нормативном расчетном резерве мощности и заданных объемах экспорта мощности спрос на мощность по ЕЭС России увеличится с ожидаемого 188142,9 МВт в 2012 году до 214498 МВт на уровне 2018 года.

Балансы мощности разработаны для варианта развития генерирующих мощностей, имеющих только высокую вероятность вводов (глава 5), величина которых составит 40109,7 МВт за период 2012–2018 годов.

В целом по ЕЭС России установленная мощность электростанций при заданном развитии генерирующих мощностей за 2012–2018 годы возрастет с фактической величины 218235,8 МВт в 2011 году на 29734,5 МВт и составит 247970,3 МВт в 2018 году. В структуре установленной мощности доля АЭС увеличится относительно фактических 11,1 % в 2011 году до прогнозных 13,4 % в 2018 году, доля ТЭС снизится с 68,4 % до 66,5 %, доля мощности ГЭС (с учетом ГАЭС и малых ГЭС) характеризуется стабильностью с незначительным снижением с 20,5 % до 20,1 %.

При расчетах балансов мощности учтены следующие факторы снижения использования установленной мощности электростанций:

- ограничения мощности действующих электростанций всех типов в период зимнего максимума потребления;
- неучастие в покрытии максимума нагрузки мощности оборудования, введенного после прохождения максимума нагрузки;
- наличие в отдельные годы «запертой» мощности в ряде регионов, которая из-за недостаточной пропускной способности электрических сетей не может быть выдана в смежные энергосистемы и ОЭС;
- негарантированность использования мощности возобновляемых источников энергии в час максимума потребления (ветровые электростанции).

Ограничения установленной мощности на ТЭС связаны с техническим состоянием оборудования, его конструктивными дефектами, несоответствием производительности отдельного оборудования (сооружений) установленной мощности, износом оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов (в основном на турбинах с противодавлением), экологическими ограничениями по условиям охраны воздушного и водного бассейнов и др.

Ограничения установленной мощности ГЭС связаны с техническим состоянием оборудования, дополнительными требованиями по охране окружающей среды, снижением располагаемого напора ниже расчетного из-за проектной сезонной сработки водохранилища, ледового подпора, незавершенностью строительных мероприятий по нижнему бьефу отдельных ГЭС.

Величина прогнозируемых ограничений мощности снижается в результате технического перевооружения действующих электростанций с 17145,7 МВт в 2012 году до 15408,4 МВт в 2018 году.

Прогнозные ежегодные объемы вводов генерирующего оборудования после прохождения зимнего максимума в 2012–2018 годах составляют от 1582,2 до 4534,2 МВт.

Избытки мощности в ряде энергосистем при недостаточной пропускной способности внешних электрических связей приводят к наличию «запертой» мощности. В период до 2018 года прогнозируется наличие «запертой» мощности в энергосистемах ОЭС Северо-Запада (энергосистемы Республики Коми, Архангельской и Мурманской областей) и в энергосистеме Иркутской области ОЭС Сибири. Величина «запертой» мощности с ростом потребления и развитием электрических связей снижается с 2580 МВт в 2012 году до 340 МВт в 2018 году.

Располагаемая мощность ветровых электростанций в период прохождения максимума нагрузки принимается равной нулю.

Величина мощности, не участвующая в результате названных выше факторов в балансе на час прохождения максимума потребления по ЕЭС России, изменяется в диапазоне 17318,1–22196,7 МВт, что составляет 7,0–9,7% от установленной мощности электростанций ЕЭС России.

В результате, в обеспечении балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в размере 206059,8 МВт на уровне 2012 года и 229594,9 МВт на уровне 2018 года, что превышает спрос на мощность на 17916,9–27648 МВт в период 2012–2016 годов (порядка 9,5–14,1% от прогнозируемого спроса) и 17979–15096,9 МВт в 2017–2018 годах (8,5–7,0% от прогнозируемого спроса).

Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2018 года складывается с избытком резерва мощности в размере 12507,4–24252,4 МВт, что составляет 6,0–12,7% от спроса на мощность.

Баланс мощности по европейской части ЕЭС России (с ОЭС Урала) в 2012–2018 годах складывается с избытком резерва мощности в объеме 12925,6–20551,6 МВт (7,9–13,6%).

В приложении № 11 приведены перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России на 2012–2018 годы.

Сводные балансы мощности по ЕЭС России, а также ЕЭС России без ОЭС Востока и по европейской зоне ЕЭС России представлены в таблицах 6.1–6.3.

В приложении № 12 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов мощности на 2012–2018 годы.

При прогнозируемой потребности в ОЭС Северо-Запада баланс мощности в 2012–2018 годах складывается с превышением нормативного резерва мощности

1307,4-3027 МВт, что составляет 6,7-14,5 % от спроса на мощность. С вводом мощности на Ленинградской АЭС-2 и Балтийской АЭС в ОЭС Северо-Запада создаются избытки нормативного резерва мощности, которые частично могут быть востребованы для обеспечения негарантированного объема экспорта.

В ОЭС Центра, Средней Волги, ОЭС Юга и ОЭС Урала при заданном развитии электростанций балансы мощности в 2012-2018 годах складываются с превышением нормативного расчетного резерва мощности.

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения максимума нагрузки ЕЭС в период 2012–2017 годов складывается с превышением нормативного резерва мощности на 130,8-3700,8 МВт (0,3-9,3 % от спроса на мощность). В 2018 году в энергообъединении возникает дефицит мощности в размере 418,2 МВт.

На час прохождения собственного максимума дефицит нормативного резерва мощности в ОЭС Сибири ожидается в 2012 году в размере 1091,9 МВт, который может быть покрыт из европейской части ЕЭС России в основном по электрическим связям Урал – Казахстан – Сибирь, а также частично по существующей линии 220 кВ Томск – Нижневартовск (возможность передачи в северные районы энергосистемы Томской области в объеме порядка 200 МВт).

Восстановление Саяно-Шушенской ГЭС, ввод Богучанской ГЭС и энергоблока № 3 (800 МВт) на Березовской ГРЭС позволит обеспечить бездефицитный баланс мощности ОЭС Сибири в 2013-2015 годах. Однако, с 2016 года баланс мощности ОЭС Сибири на час собственного максимума будет складываться с нарастающим дефицитом до 2709,2 МВт в 2018 году (5,9 % от спроса на мощность). Покрытие этого дефицита может обеспечиваться также напрямую из ОЭС Урала с учетом строящихся на территории России транзитов 500 кВ Восход – Ишим (Витязь) – Курган и Томская – Парабель – Советско-Соснинская (Чапаевск) – Нижневартовская ГРЭС.

Баланс мощности ОЭС Востока на собственный максимум потребления до 2018 года складывается с превышением прогнозируемого спроса на мощность на 1003,5-2287,8 МВт (12,5-33,7 % от спроса на мощность). В состав вводов с высокой вероятностью реализации включена Уссурийская ТЭЦ, строительство которой имеет важное значение для обеспечения надежного электроснабжения потребителей юга Приморья.

Таблица 6.1. Баланс мощности ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1021483,0	1045605,0	1076435,0	1103701,0	1129942,0	1154808,0	1175301,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	2,4	2,9	2,5	2,4	2,2	1,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	4120,0	4279,0	4279,0	4279,0	4279,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154279,0	158095,0	162356,0	166391,0	170340,0	173873,0	177071,0
Число часов использования максимума	час	6604	6593	6605	6607	6608	6617	6613
Экспорт мощности		2297,9	1176,0	1176,0	1176,0	1176,0	1176,0	1176,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31566,0	32348,0	33225,0	34056,0	34882,0	35602,0	36251,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	188142,9	191619,0	196757,0	201623,0	206398,0	210651,0	214498,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	228306,3	235333,0	244577,0	246634,6	247068,5	245948,1	247970,3
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	тыс.кВт	47052,7	48620,7	49069,5	49284,7	49380,9	49524,8	49954,5
ТЭС	тыс.кВт	155977,8	161436,5	167082,9	166556,5	165947,2	165029,9	164698,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	17145,7	15713,8	15599,5	15415,2	15378,0	15375,9	15408,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2471,0	4067,8	3892,5	4534,2	2364,0	1582,2	2627,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2580,0	2028,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	206109,6	213523,4	224405,0	226045,2	228936,5	228630,0	229594,9
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	17966,7	21904,4	27648,0	24422,2	22538,5	17979,0	15096,9

Таблица 6.2. Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	989650,0	1012299,0	1042078,0	1067843,0	1093274,0	1117537,0	1137439,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	2,3	2,9	2,5	2,4	2,2	1,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	4120,0	4279,0	4279,0	4279,0	4279,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	149858,0	153558,0	157670,0	161438,0	165273,0	168730,0	171843,0
Число часов использования максимума	час	6587	6571	6583	6588	6589	6598	6594
Экспорт мощности		2295,9	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	30548,0	31303,0	32145,0	32915,0	33715,0	34417,0	35047,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	182701,9	186033,0	190987,0	195525,0	200160,0	204319,0	208062,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	219046,9	226146,6	235132,1	237046,7	237219,6	236650,2	238544,9
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	тыс.кВт	43712,7	45280,7	45569,5	45624,7	45720,9	45849,8	46279,5
ТЭС	тыс.кВт	150058,4	155590,1	161138,0	160628,6	159758,3	159407,0	158948,0
ВИЭ	тыс.кВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	17005,9	15574,0	15459,7	15275,4	15238,2	15236,1	15271,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2471,0	4067,8	3753,0	4534,2	2364,0	1457,2	2364,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2580,0	2028,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	196990,0	204476,8	215239,4	216597,1	219227,4	219596,9	220569,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	14288,1	18443,8	24252,4	21072,1	19067,4	15277,9	12507,4

Таблица 6.3. Баланс мощности европейской части ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	779816,0	798677,0	819069,0	836396,0	853832,0	871044,0	887749,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,0	2,4	2,6	2,1	2,1	2,0	1,9
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	4120,0	4279,0	4279,0	4279,0	4279,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	119486,0	122342,0	125081,0	127948,0	130512,0	133373,0	135999,0
Число часов использования максимума	час	6505	6501	6515	6504	6509	6499	6496
Экспорт мощности		2215,5	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	23855,0	24423,0	24965,0	25535,0	26055,0	26632,0	27160,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	145556,5	147857,0	151138,0	154575,0	157659,0	161097,0	164251,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	169541,6	175233,3	183306,1	185327,7	185495,6	184931,2	186870,9
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	тыс.кВт	19445,3	20009,3	20298,1	20348,3	20439,5	20563,4	20988,1
ТЭС	тыс.кВт	124820,5	129948,2	134583,4	134186,0	133315,7	132974,4	132565,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7190,8	7297,8	7183,5	6994,2	6952,0	6959,9	6990,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2364,3	3787,8	3753,0	4414,2	2364,0	1367,2	2364,0
Запертая мощность	тыс.кВт	980,0	830,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	159006,5	163317,7	171689,6	173279,3	175789,6	176244,1	177176,6
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	13450,0	15460,7	20551,6	18704,3	18130,6	15147,1	12925,6

Наличие дополнительной резервной мощности может служить базой для проведения генерирующими компаниями программ по выводу из эксплуатации неэффективного и выработавшего свой ресурс генерирующего оборудования, а также для надежного функционирования ЕЭС в условиях формирующегося конкурентного рынка мощности и электрической энергии.

В рамках формирования генерирующими компаниями программ по выводу из эксплуатации неэффективного и выработавшего свой ресурс генерирующего оборудования рекомендуется дополнительно к выводу из эксплуатации оборудования, предложенного генерирующими компаниями, рассматривать вывод из эксплуатации оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ.

Суммарный объем оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ, составит на период до 2016 года

9498 МВт, включая запланированный собственниками вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в объеме 1024,5 МВт (подробнее – в Главе 5).

При этом для принятия решения о возможности вывода из эксплуатации оборудования необходимо учитывать следующие факторы:

- обеспечение надежного тепло- и энергоснабжения потребителей в соответствующем энергоузле (энергорайоне);
- необходимость продолжения эксплуатации распределительного устройства электростанции;
- обеспечение поддержания требуемых уровней напряжения (необходимость продолжения эксплуатации части генерирующего оборудования в режиме синхронных компенсаторов или обеспечения ввода новых сетевых элементов, позволяющих поддерживать требуемые режимы производства/потребления реактивной мощности);
- необходимость пересмотра ранее выданных технических условий на присоединение энергопринимающих устройств потребителей.

В случае реализации дополнительного вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по заявкам генерирующих компаний, согласованных ОАО «СО ЕЭС» и Министерством энергетики Российской Федерации, дополнительное снижение установленной мощности оценивается 4596,8 МВт (глава 5).

Кроме того, возможен дополнительный вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в объеме 2769,5 МВт, которое предлагалось к выводу генерирующими компаниями, но не было учтено при формировании инвестиционных программ на 2012-2014 годы (глава 5).

Балансы электрической энергии по ЕЭС и ОЭС России рассчитаны для варианта развития генерирующих мощностей с вводами высокой вероятностью реализации и сформированы с учетом следующих расчетных условий:

- потребность в электроэнергии по ЕЭС России формируется из величины электропотребления и прогнозируемого экспорта-импорта электроэнергии (сальдо экспорта-импорта) по энергообъединениям;
- выработка электрической энергии по ГЭС учтена среднемноголетней величиной. Для ОЭС Сибири и Востока с большой долей ГЭС в структуре генерирующих мощностей выполнен также расчет на маловодные условия;
- выработка АЭС определена с учетом предложений ОАО «Концерн Росэнергоатом» по прогнозу выработки электрической энергии на действующих и новых АЭС в 2012-2018 годах.

Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России приведена в таблице 6.4.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактических величин 2011 года (1019,4 млрд. кВт•ч) возрастет на 166,2 млрд. кВт•ч (до 1185,6 млрд. кВт•ч) в 2018 году. Прирост выработки будет обеспечен на 31% от АЭС, на 52% – от ТЭС и на 17% – от ГЭС.

Таблица 6.4. Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

ОЭС	Единицы измерения	ПРОГНОЗ											
		2012 г.				2015 г.				2018 г.			
		АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего
Северо-Запада	млрд. кВт•ч	37,5	12,7	57,5	107,7	35,5	12,7	57,1	105,3	46,9	12,7	55,7	115,3
	%	34,9	11,7	53,4	100,0	33,7	12	54,3	100,0	40,7	11	48,3	100,0
Центра	млрд. кВт•ч	89,0	3,4	154,0	246,4	108,3	4,4	153,3	266,0	108,4	4,4	166,3	279,1
	%	36,1	1,4	62,5	100,0	40,7	1,7	57,6	100,0	38,8	1,6	59,6	100,0
Средней Волги	млрд. кВт•ч	30,5	21,7	55,6	107,8	30,2	20,3	59,4	109,9	30,9	20,3	64,3	115,5
	%	28,3	20,1	51,6	100,0	27,5	18,5	54,0	100,0	26,7	17,6	55,7	100,0
Юга	млрд. кВт•ч	14,7	20,8	45,7	81,2	18,6	21,0	54,8	94,4	26,9	21,7	57,3	105,9
	%	18,1	25,6	56,3	100,0	19,7	22,2	58,1	100,0	25,4	20,5	54,1	100,0
Урала	млрд. кВт•ч	4,1	5,4	248,6	258,1	7,3	5,0	259,3	271,6	10,7	5,0	270	285,7
	%	1,6	2,1	96,3	100,0	2,7	1,8	95,5	100,0	3,8	1,7	94,5	100,0
Европейская часть ЕЭС	млрд. кВт•ч	175,9	64,0	561,4	801,3	199,9	63,3	583,9	847,1	223,8	64,1	613,6	901,5
	%	21,9	8,0	70,1	100,0	23,6	7,5	68,9	100,0	24,8	7,1	68,1	100,0
Сибири	млрд. кВт•ч	0,0	92,4	112,5	204,9	0,0	107,4	123,6	231,0	0,0	107,4	138,8	246,2
	%	0,0	45,1	54,9	100,0	0,0	46,5	53,5	100,0	0,0	43,6	56,4	100,0
Востока	млрд. кВт•ч	0,0	10,6	21,4	32,0	0,0	12,0	23,9	35,9	0,0	12,9	25,0	37,9
	%	0,0	33,2	66,8	100,0	0,0	33,3	66,7	100,0	0,0	34,0	66,0	100,0
ЕЭС России, всего	млрд. кВт•ч	175,9	167,0	695,3	1038,2	199,9	182,6	731,5	1114,0	223,8	184,3	777,5	1185,6
	%	16,9	16,1	67,0	100,0	17,9	16,4	65,7	100,0	18,9	15,5	65,6	100,0

Укрупненная структура изменения производства электрической энергии в ЕЭС России по типам электростанций в рассматриваемый период приведена в таблице 6.5 и рисунке 6.1.

Таблица 6.5. Укрупнённая структура производства электрической энергии в ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Единицы измерения	Выработка электрической энергии 2011 г.	Прирост за 2012-2018 годы	Выработка электрической энергии 2018 г.
Всего, в т.ч.	млрд. кВт•ч	1019,4	166,2	1185,6
	%	100,0	100,0	100,0
АЭС	млрд. кВт•ч	172,9	50,9	223,8
	%	16,9	30,6	18,9
ГЭС	млрд. кВт•ч	155,5	28,8	184,3
	%	15,3	17,3	15,5
ТЭС	млрд. кВт•ч	691,0	86,5	777,5
	%	67,8	52,1	65,6

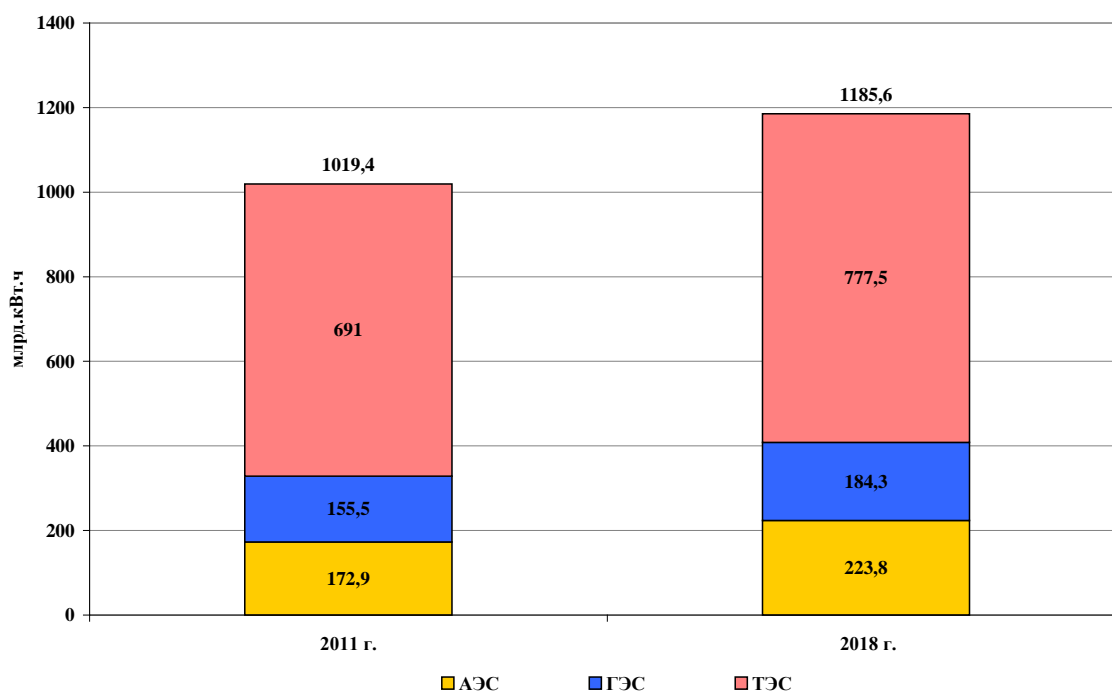


Рисунок 6.1. Укрупнённая структура производства электрической энергии в ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

В прогнозируемой структуре производства электрической энергии по ЕЭС России доля АЭС увеличится с 16,9% в 2011 году до 18,9% в 2018 году, доля ГЭС - с 15,3% до 15,5%, доля ТЭС снизится с 67,8% до 65,6%, (таблица 6.4).

По энергообъединениям прогнозируется следующая динамика изменения структуры производства электрической энергии за период с 2011 по 2018 год:

- в ОЭС Северо-Запада значительный рост доли АЭС в производстве электрической энергии – с 36,5% в 2011 году до 40,7% в 2018 году и снижение доли ТЭС с 52,1% до 48,3%. При этом прогнозируемый прирост суммарного производства электрической энергии в ОЭС Северо-Запада за 2012-2018 годы (9,5 млрд. кВт•ч) обеспечивается от АЭС (8,3 млрд. кВт•ч), ТЭС (0,6 млрд. кВт•ч) и ГЭС (0,6 млрд.кВт•ч).

- в ОЭС Центра прирост выработки АЭС за рассматриваемый период составит 27 млрд. кВт•ч, при этом доля АЭС изменится с 34,0% в отчетном 2011 году до 38,8% в 2018 году. Снижение доли ТЭС оценивается 4,9% (с 64,5% в отчетном 2011 году до 59,6 % в 2018году);

- в ОЭС Средней Волги прирост потребности в электроэнергии будет обеспечен от ТЭС, долевое участие которых возрастет с 52,5 % (57,9 млрд. кВт.ч) в 2011 году до 55,7 % (64,3 млрд. кВт.ч) в 2018 году;

- в ОЭС Юга прирост доли АЭС в производстве электрической энергии за рассматриваемый период составит 11,1 млрд. кВт•ч (с 20% в 2011 году до 25,4% в 2018 году). Долевое участие ТЭС снизится с 56,9% в 2011 году до 54,1% в 2018 году при росте абсолютной величины выработки ТЭС с 44,9 млрд. кВт•ч до 57,3 млрд. кВт•ч;

- в ОЭС Урала доля АЭС в производстве электроэнергии с расширением Белоярской АЭС увеличится с 1,7% (4,2 млрд. кВт•ч) в 2011 году до 3,8% (10,7 млрд. кВт•ч) в 2018 году с соответствующем снижением на 2 % доли ТЭС (96,5 % в 2011 году до 94,5 % в 2018 году);

- в ОЭС Сибири долевое участие ТЭС увеличится с 55,8% в 2011 году до 56,4 % в 2018 году;

- в ОЭС Востока доля ТЭС в рассматриваемый период снизится с 68,3% в 2011 году до 66% в 2018 году.

В условиях маловодного года снижение выработки ГЭС ОЭС Сибири оценивается 11-12 млрд. кВт•ч, ГЭС ОЭС Востока - около 4 млрд. кВт•ч, что потребует дополнительной выработки на тепловых электростанциях соответствующих объемов электроэнергии (приложение № 13).

В целом по ЕЭС России баланс электрической энергии в 2012-2018 годах обеспечивается при следующем годовом числе часов использования установленной мощности АЭС и ТЭС (таблица 6.6, с округлением):

Таблица 6.6. Число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Годовое число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС								
	ФАКТ		ПРОГНОЗ						
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
АЭС	7000	7125	6960	7085	6380	6490	6960	7055	6720
ТЭС	4640	4630	4460	4350	4360	4390	4430	4610	4720

Годовая загрузка ТЭС для обеспечения баланса электроэнергии характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в ЕЭС России в период до 2018 года изменяется в диапазоне 4300-4700 часов/год.

При этом в ОЭС Северо-Запада число часов использования установленной мощности ТЭС будет составлять порядка 3600-3900 часов /год, в ОЭС Центра – 3700-4200 часов/год, в ОЭС Юга – 4000-4600 часов/год, в ОЭС Средней Волги – 3600-4300 часов/год, в ОЭС Урала – 5100-5500 часов/год, в ОЭС Сибири – 4400-5300 часов/год и в ОЭС Востока – 3600-4300 часов/год.

В приложении № 13 представлены перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы, баланс электрической энергии по ЕЭС России – в таблице 6.7. Кроме того, в приложении № 14 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов электрической энергии на 2012-2018 годы.

Таблица 6.7. Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт•ч	1021,48	1045,60	1076,44	1103,70	1129,94	1154,81	1175,30
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт•ч	2,58	3,28	4,12	4,28	4,28	4,28	4,28
Экспорт	млрд. кВт•ч	16,76	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31
Потребность	млрд. кВт•ч	1038,24	1055,91	1086,74	1114,01	1140,25	1165,11	1185,61
Производство электрической энергии - всего	млрд. кВт•ч	1038,24	1055,91	1086,74	1114,01	1140,25	1165,11	1185,61
ГЭС	млрд. кВт•ч	167,04	174,11	177,22	182,60	183,55	183,55	184,33
АЭС	млрд. кВт•ч	175,89	179,00	181,40	199,90	220,80	221,40	223,80
ТЭС	млрд. кВт•ч	695,31	702,79	728,11	731,50	735,89	760,16	777,47
ВИЭ	млрд. кВт•ч	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Установленная	МВт	228306,3	235333,0	244577,0	246634,6	247068,5	245948,1	247970,3

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
мощность - всего								
ГЭС	МВт	47052,7	48620,7	49069,5	49284,7	49380,9	49524,8	49954,5
АЭС	МВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ТЭС	МВт	155977,8	161436,5	167082,9	166556,5	165947,2	165029,9	164698,4
ВИЭ	МВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6962	7085	6384	6494	6959	7055	6719
ТЭС	час/год	4458	4353	4358	4392	4435	4606	4721

7. Прогноз спроса на топливо организаций электроэнергетики ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) на период 2012-2018 годы.

При определении потребности электростанций в различных видах топлива учитываются режимы работы ТЭС, характеристики действующего и вводимого оборудования, виды установленного для ТЭС топлива, существующее состояние топливоснабжения.

Оценка потребности тепловых электростанций России в органическом топливе формируется исходя из намечаемых уровней производства электрической и тепловой энергии (таблица 7.1).

Таблица 7.1. Производство электрической и тепловой энергии на ТЭС ЕЭС России в 2012-2018 годах

	ПРОГНОЗ						
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018г.
Выработка электрической энергии, млрд кВт•ч	695,3	702,8	728,1	731,5	735,9	760,2	777,5
Выработка электрической энергии, млрд кВт•ч *	695,3	716,8	742,5	746,9	751,3	775,6	792,9
Отпуск тепла ТЭС, млн Гкал	637,8	642,8	650,8	654,3	656,2	659,1	661,1

* Вариант с гарантированной выработкой на ГЭС Сибири и Востока при маловодных условиях.

На основе прогнозов генерирующих компаний, полученных в 2010 году, рассчитана потребность в тепловой энергии. Прирост отпуска тепла от ТЭС обусловлен как ростом потребления тепловой энергии, так и переводом нагрузок с котельных на ТЭЦ.

Изменение спроса на органическое топливо тепловых электростанций ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) для рассматриваемого варианта представлено в таблице 7.2.

Таблица 7.2. Потребность тепловых электростанций ЕЭС России в органическом топливе в 2012-2018 годах

	ПРОГНОЗ						
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Потребность ТЭС в топливе, тыс.тут	304532	304717	310902	310431	310741	318978	324822
Газ	212811	214076	217110	216607	215535	221035	225152
Нефтетопливо	3456	3385	3356	3255	3230	3325	3372
Прочее топливо	8564	8672	8688	8725	8796	8706	8742
Уголь	79702	78583	81748	81843	83180	85912	87556
Потребность ТЭС в топливе, %	100	100	100	100	100	100	100
Газ	69,9	70,3	69,8	69,8	69,4	69,3	69,3
Нефтетопливо	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Прочее топливо	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7
Уголь	26,2	25,8	26,3	26,4	26,8	26,9	27,0

Потребность в топливе тепловых электростанций ЕЭС России увеличивается с 305,9 млн.тут в 2010 году до 324,8 млн.тут в 2018 году, в том числе газ с 210,2 млн.тут до 225,2 млн.тут, уголь с 81,3 млн.тут до 87,6 млн.тут, нефтетопливо уменьшается с 5,5 млн.тут до 3,4 млн.тут, прочее топливо остается на уровне 8,8-8,6 млн.тут на весь расчетный период.

Прирост потребности ТЭС в топливе в 2018 году составит 18,9 млн.тут по отношению к 2010 году, т.е. 6,2%. При этом удельные расходы топлива на отпущенную электрическую энергию будут снижаться с 335,8 г/кВт•ч в 2010 года до 310,4 г/кВт•ч в 2018 году.

Структура топлива на весь рассматриваемый период практически не меняется. Основная доля в структуре топлива - газ. Его доля составляет 70-69%.

В варианте с гарантированной выработкой на ГЭС Сибири и Востока при маловодных условиях дополнительно потребуется топлива в 2013 году 4,4 млн. тут (из них на ТЭС ОЭС Сибири – 3,3 млн. тут, на ТЭС ОЭС Востока – 1,1 млн. тут), в 2014 году – 4,5 млн. тут (из них на ТЭС ОЭС Сибири – 3,4 млн. тут, на ТЭС ОЭС Востока – 1,1 млн. тут), в 2015-2016 годах – 4,8 млн. тут (3,0 млн. тут на ТЭС ОЭС Сибири, 1,2 млн. тут на ТЭС ОЭС Востока и 0,6 млн. тут на ТЭС ОЭС Урала), в 2017-2018 годах – 4,7 млн. тут (2,1 млн. тут на ТЭС ОЭС Сибири, 1,2 млн. тут на ТЭС ОЭС Востока и 1,4 млн. тут на ТЭС ОЭС Урала).

Прогноз потребности тепловых электростанций в различных видах органического топлива по ОЭС приведен в таблице 7.3.

Таблица 7.3. Потребность тепловых электростанций в органическом топливе по ОЭС в 2012-2018 годах

ОЭС	Годы	Расход топлива, тыс.тут	Газ	Нефте- топливо	Прочее топливо	Уголь
ОЭС Северо-Запада	2012	27073	21631	1246	1773	2422
	2013	25714	20446	1164	1786	2319
	2014	26260	20852	1153	1790	2466
	2015	26447	20891	1137	1794	2626
	2016	26106	20542	1121	1801	2642
	2017	25938	20366	1160	1797	2614
	2018	26366	20905	1178	1805	2477
ОЭС Центра	2012	64979	57379	408	2999	4193
	2013	63945	56118	376	3117	4334
	2014	64466	56432	358	3117	4558
	2015	62345	54678	324	3128	4215
	2016	60912	53417	305	3158	4032
	2017	63930	56486	306	3041	4098
	2018	66440	58789	319	3049	4284
ОЭС Средней Волги	2012	29619	28852	638	52	77
	2013	29326	28557	642	50	76
	2014	29929	29153	650	51	77
	2015	30363	29586	648	52	77
	2016	30189	29414	647	51	77
	2017	31801	30983	688	52	77
	2018	32168	31341	697	52	77
ОЭС Юга	2012	17802	16048	96	11	1647
	2013	19304	17459	160	8	1677
	2014	20770	18779	156	8	1827
	2015	20938	18617	90	8	2222
	2016	21336	18994	91	8	2243
	2017	21383	19039	92	8	2243
	2018	21508	19144	94	8	2261
ОЭС Урала	2012	99765	82679	571	1520	14994
	2013	101041	83652	569	1520	15300
	2014	101142	83366	568	1520	15688
	2015	100132	83844	577	1520	14190
	2016	99737	83923	577	1520	13717
	2017	100557	84852	577	1495	13634
	2018	101820	85646	576	1495	14103
ОЭС Сибири	2012	54951	4445	459	2209	47838
	2013	54758	4408	448	2191	47711
	2014	57388	4971	448	2202	49767
	2015	58888	5162	455	2224	51047
	2016	61133	5510	466	2257	52899
	2017	63806	5699	479	2312	55316
	2018	64685	5766	485	2332	56101
ОЭС Востока	2012	10343	1776	37	0	8530
	2013	10630	3437	27	0	7166
	2014	10946	3557	24	0	7365
	2015	11319	3828	24	0	7467
	2016	11328	3735	24	0	7569
	2017	11563	3610	23	0	7929
	2018	11836	3561	23	0	8252

8. Развитие магистральных и распределительных сетей с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2012-2018 годы

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период 2012-2018 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на улучшение технической и экономической эффективности функционирования ЕЭС России:

- обеспечение внешнего электроснабжения новых крупных потребителей, а также обеспечение возможности увеличения роста нагрузок существующих потребителей за счет расширения производственных мощностей и (или) естественного роста нагрузок на перспективу;
- повышение надежности электроснабжения существующих потребителей,
- выдача мощности новых электростанций;
- выдача «запертой» мощности существующих электростанций;
- снятие сетевых ограничений в существующей электрической сети, а также исключение возможности появления «узких мест» на перспективу из-за изменения структуры сети и электростанций;
- развитие межсистемных связей для обеспечения эффективной работы ЕЭС России в целом;
- обеспечение запланированных поставок мощности и электроэнергии на экспорт/импорт;
- решение проблем, связанных с регулированием напряжения в электрической сети и обеспечением уровней напряжения в допустимых пределах;
- обновление силового оборудования, связанное с физическим и моральным старением основных фондов.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше на период 2012-2018 годов сформированы на основе анализа существующего состояния и изменения энергетической ситуации в ЕЭС России на перспективу, результатов ранее выполненных работ по развитию ЕЭС, ОЭС и отдельных территориальных энергосистем, схем выдачи мощности электростанций и схем внешнего электроснабжения потребителей, работ, связанных с обоснованием необходимости сооружения электросетевых объектов, а также на основе рекомендаций и предложений ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС».

При определении объемов вводов объектов электросетевого хозяйства в период до 2014 года за основу приняты материалы инвестиционных программ ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК (или их проекты).

В период 2012 – 2018 годов намечается сооружение основных объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности следующих электростанций:

- АЭС: Балтийской АЭС, Калининской АЭС, Ростовской АЭС, Балаковской АЭС, Белоярской АЭС-2, Ленинградской АЭС-2, Нововоронежской АЭС-2;
- ТЭС: Нижневартовской ГРЭС, Уренгойской ГРЭС, Няганской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-2, Южно-Уральской ГРЭС-2, Уфимской ТЭЦ-5, Серовской ГРЭС,

Троицкой ГРЭС, Ново-Богословской ТЭЦ, Ново-Березниковской ТЭЦ, Харанорской ГРЭС, ТЭЦ–12 ОАО «Мосэнерго», ТЭЦ–16 ОАО «Мосэнерго», ТЭЦ–20 ОАО «Мосэнерго», Череповецкой ГРЭС, Владимирской ТЭЦ-2, ПГУ на Тенинской котельной (г. Ярославль), Киришской ГРЭС, Кудепстинской ТЭС, Джубгинской (Туапсинской) ТЭС, ПГУ на территории Центральной котельной г. Астрахань, Ставропольской ГРЭС, Красноярской ТЭЦ-3, Березовской ГРЭС-1, Кузнецкой ТЭЦ, Уссурийской ТЭЦ;

- ГЭС и ГАЭС: Зеленчукской ГЭС-ГАЭС, Загорской ГАЭС-2, Богучанской ГЭС, Нижнебурейской ГЭС.

Развитие электрических сетей 750 кВ предусматривается в европейской части ЕЭС России. В ОЭС Северо-Запада для выдачи мощности Ленинградской АЭС-2 предлагается сооружение заходов ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС – ПС Ленинградская на открытое распределительное устройство (ОРУ) 750 кВ Ленинградской АЭС-2, сооружение новых ВЛ 750 кВ ЛАЭС-2 – ПС Ленинградская и ЛАЭС – ЛАЭС-2. В ОЭС Центра для выдачи мощности Калининской АЭС сооружаются ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - Грибово с ПС 750 кВ Грибово.

Сооружение новых линий электропередачи 500 кВ будет связано с необходимостью обеспечения выдачи мощности крупных электростанций (в том числе атомных), усиления основной электрической сети в ОЭС Центра, ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала, ОЭС Сибири и ОЭС Востока, а также развития межсистемных связей.

Ниже представлены наиболее значимые вводы электросетевых объектов в период до 2018 года:

- в ОЭС Центра: две ВЛ 500 кВ Грибово – Дорохово с ПС 500 кВ Дорохово, ВЛ 500 кВ Дорохово – Панино с сооружением ПП 500 кВ Панино – для выдачи мощности Калининской АЭС, ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Елецкая (Борино), вторая ВЛ 500 кВ Нововоронежской АЭС-2 – Старый Оскол – для выдачи мощности Нововоронежской АЭС-2, две ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 - Ярцево с ПС 500 кВ Ярцево – для выдачи мощности Загорской ГАЭС-2, ПС Чагино, Ногинск, Пахра, Трубино – комплексное техническое перевооружение и реконструкция, ПС 500 кВ Каскадная с заходами ВЛ 500 кВ Чагино – Ногинск, ПП 500 кВ Ожерелье с заходами ВЛ 500 кВ Чагино – Михайловская и участком ВЛ 750 кВ отв. Кашира - переключательный пункт (ПП) Ожерелье, ОРУ 220 кВ на ПС 750 кВ Белый Раст с установкой АТ 500/220 кВ, ПС 500 кВ Бутырки с кабельной линией (КЛ) 500 кВ Бескудниково-Бутырки – для повышения надёжности электроснабжения потребителей Москвы и Московской области, ПС 500 кВ Софьино с заходами ВЛ 500 кВ Дорохово – Панино – для обеспечения возможности подключения потребителей новой территории г. Москва, ПС 500 кВ Обнинская с заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС - Калужская и ВЛ 500 кВ Дорохово – Обнинская - для повышения надёжности электроснабжения потребителей северной части Калужской области, ПС 500 кВ Белобережская с заходами ВЛ 500 кВ Новобрянская – Елецкая - для повышения надёжности электроснабжения потребителей Брянской области, ПС 500 кВ РЛПЗ с заходами ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС-Тамбовская – для электроснабжения Рязанского листопрокатного завода;

- в ОЭС Юга: ВЛ 500 кВ Кубанская – Центральная - для повышения надёжности электроснабжения потребителей юго-западного района энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея, ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок - для усиления электрической сети ОЭС Юга в направлении Дагестанской и Северокавказской энергосистем, ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты - для повышения надёжности электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы, ВЛ 500 кВ Ростовская – Андреевская с ПС 500 кВ Андреевская и заходами ВЛ 500 кВ Тихорецк – Кубанская - для повышения пропускной способности сети между энергосистемами Ростовской области и Краснодарского края с Республикой Адыгея, а также для усиления питания электрических сетей в районе г. Краснодар, ПС 500 кВ Анапа (Бужора) с питающей ВЛ 500 кВ Кубанская – Анапа и ВЛ 500 кВ Анапа – Андреевская для обеспечения присоединения новых потребителей в юго-западном районе энергосистемы Краснодарского края, ВЛ 500 кВ Невинномысск – распределительный пункт (РП) Новосвободная и ВЛ 500 кВ Новосвободная – Черноморская для усиления питания потребителей Сочинского энергорайона, вторая ВЛ 500 кВ Волгодонская АЭС – Тихорецкая и ВЛ 500 кВ Волгодонская АЭС - Ростовская - для выдачи мощности энергоблоков №№ 3 и 4 Ростовской АЭС;

- в ОЭС Средней Волги: ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Курдюм – для повышения надёжности электроснабжения потребителей Саратовского энергоузла и г. Саратов, ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС - Нижегородская - для повышения надёжности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г. Нижний Новгород, транзит 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики - Пенза-II - для выдачи избытков мощности Балаково-Саратовского энергоузла и повышения надёжности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла, ПС 500 кВ Елабуга – для внешнего электроснабжения потребителей свободной экономической зоны (СЭЗ) «Алабуга» и промышленных потребителей г. Нижнекамск, ПС 500 кВ Радуга-2 - для обеспечения возможности присоединения новых потребителей в Выксунском энергоузле, ПС 500 кВ Казань с заходами ВЛ 500 кВ Помары – Удмуртская – для повышения надёжности внешнего электроснабжения и обеспечения возможности присоединения новых потребителей Казанского энергоузла;

- в ОЭС Урала: заходы ВЛ 500 кВ Южная-Шагол на Белоярскую АЭС-2, заходы ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Козырево на одноцепных опорах на ПС 500 кВ Исеть, ВЛ 500 кВ Белоярская АЭС-2–Исеть с ПС 500 кВ Исеть – для выдачи мощности Белоярской АЭС-2, шлейфовый заход ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Шагол на распределительное устройство РУ ЮУГРЭС-2 – для выдачи мощности ЮУГРЭС-2; ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Приваловская – для повышения надёжности электроснабжения потребителей Кропачево-Златоустовского энергоузла и выдачи мощности Троицкой ГРЭС, заходы ВЛ 500 кВ Ильково-Луговая в ОРУ 500 кВ Няганской ГРЭС – для выдачи мощности Няганской ГРЭС, вторая цепь ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС - Белозерная – для выдачи мощности Нижневартовской ГРЭС, ПС 500 кВ Преображенская с заходами ВЛ 500 кВ Газовая - Красноармейская – для повышения надёжности электроснабжения потребителей Западного энергорайона Оренбургской области и увеличения пропускной способности межсистемного сечения Запад-Урал, ПС 500 кВ Сосьва с заходами ВЛ 500 кВ Тагил-БАЗ – для повышения надёжности электроснабжения потребителей Серово-

Богословского и Тагильского энергоузлов энергосистемы Свердловской области; ВЛ 500 кВ Трачуковская - Кирилловская – для повышения надежности электроснабжения потребителей Когалымского и Ноябрьского энергоузлов, ПС 500 кВ Святогор с заходами ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Магистральная – для повышения надежности электроснабжения электроустановок ОАО «НК «Роснефть»;

- в ОЭС Сибири: две ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара, ПС 500 кВ Ангара, ВЛ 500 кВ Ангара – Камала, ВЛ 500 кВ Ангара – Озёрная, ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озёрная – для выдачи мощности Богучанской ГЭС, третья ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС-1 – Итатская - для выдачи мощности Березовской ГРЭС-1, ВЛ 500 кВ Аллюминиевая - Абакан – Итатская - для повышения надежности электроснабжения Саянского и Хакасского алюминиевых заводов, ПС 500 кВ Енисей - для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Красноярск, ПС 500 кВ Восход - для повышения надежности электроснабжения потребителей Омской области, ВЛ 500 кВ Енисей – Итатская, ВЛ 500 кВ Енисей – Камала - для повышение надежности транзита Красноярск-Иркутск; перевод на номинальное напряжение ВЛ 500 кВ Ключи - Гусиноозерская – ПП Петровск-Забайкальский - Чита с сооружением ПП 500 кВ Петровск-Забайкальский, ОРУ 500 кВ на ПС Чита, ПС 500 кВ Гусиноозерская с заходами ВЛ 500 кВ Ключи – ПП Петровск-Забайкальский - для повышения пропускной способности транзита Иркутск - Бурятия – Чита, ПС 500 кВ Усть-Кут, ВЛ 500 кВ Усть-Кут - Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская для повышения надежности электроснабжения потребителей Иркутской ЭС и зоны БАМа, ПС 500 кВ Озерная, ВЛ 500 кВ Тайшет – Озёрная, ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озерная – для электроснабжения Тайшетского алюминиевого завода; вторая ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут - для обеспечения внешнего электроснабжения ВСТО-1;

- в ОЭС Востока: ВЛ 500 кВ Чугуевка – Лозовая – Владивосток с ПС 500 кВ Лозовая - для повышения надежности электроснабжения потребителей юга Приморского края, ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хабаровская (вторая ВЛ) – для повышения пропускной способности межсистемного транзита, ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская (вторая ВЛ) и ВЛ 500 кВ Зейская – Амурская (вторая ВЛ) – для повышения надежности выдачи мощности Бурейской и Зейской ГЭС и обеспечения экспорта мощности и электроэнергии в Китай.

В 2012-2018 годах намечается усиление следующих межсистемных сечений путем сооружения новых линий электропередачи напряжением 500 кВ:

- Урал - Средняя Волга, Центр за счет сооружения ВЛ 500 кВ Помары - Удмуртская и ВЛ 500 кВ Газовая – Красноармейская;

- Сибирь – Урал за счет сооружения ВЛ 500 кВ Восход – Ишим (Витязь) - Курган и ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС-Советско-Соснинская;

- Средняя Волга – Юг, Центр за счет сооружения ВЛ 500 кВ Курдюм – Фроловская.

Для выдачи мощности второго энергоблока Ленинградской АЭС-2 предусматривается сооружение передачи постоянного тока напряжением ± 300 кВ ЛАЭС-2 – Выборг пропускной способностью 1000 МВт. Сооружение этой электропередачи позволит также повысить надежность электроснабжения потребителей г. Санкт-Петербург и северо-западного района Ленинградской области.

Электрическая сеть 330 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций в западной части ОЭС Центра, в ОЭС Северо–Запада и ОЭС Юга.

В ОЭС Северо-Запада предусматривается строительство электрической сети напряжением 330 кВ для выдачи первых энергоблоков Ленинградской АЭС-2 и Балтийской АЭС. Продолжается сооружение транзита 330 кВ из энергосистемы Мурманской области в энергосистему Ленинградской области. Намечается сооружение ВЛ 330 кВ Лоухи – РП Путкинский– РП Ондский – Петрозаводская – Тихвин. Развитие электрической сети 330 кВ предусматривается также в северной части энергосистемы Мурманской области для электроснабжения Штокманского газоконденсатного месторождения (ШГКМ). Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей Псковской области намечается сооружение ВЛ 330 кВ Новосокольники – Талашкино.

В ОЭС Центра предусматривается сооружение ВЛ 330 кВ Калининская АЭС - Бежецк с ПС 330 кВ Бежецк (перевод на 330 кВ) - для резервирования собственных нужд и повышения надежности выдачи блока № 1 Калининской АЭС, ПС 330 кВ Тверь с заходами ВЛ 330 кВ Конаковская ГРЭС – Калининская – для обеспечения возможности присоединения новых потребителей Тверского энергоузла, ВЛ 330 кВ Садовая – Сеймская – для повышения надежности электроснабжения г. Курск.

В ОЭС Юга предусматривается сооружение ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС - Черкесск для выдачи мощности Зеленчукской ГЭС-ГАЭС, ВЛ 330 кВ Нальчик - Владикавказ-2 для усиления электрической сети 330 кВ в направлении Северокавказской и Дагестанской энергосистем, сооружение ВЛ 330 кВ Моздок – Артём с ПС 330 кВ Артём и заходами ВЛ 330 кВ Чирюрт – Махачкала, что позволит повысить пропускную способность электрической сети 330 кВ между Дагестанской энергосистемой и остальной частью ОЭС Юга и надежность экспорта в Азербайджан, сооружение ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Чирюрт повысит надёжность работы основной электрической сети 330 кВ энергосистемы Республики Дагестан и надёжность выдачи мощности Ирганайской ГЭС, ВЛ 330 кВ Артём – Дербент повысит пропускную способность связей с Азербайджаном для обеспечения экспорта, строительство ПС 330 кВ Гудермес в Чеченской энергосистеме с заходами ВЛ 330 кВ Моздок – Артём повысит надёжность электроснабжения потребителей, сооружение новых ПС 330 кВ Кисловодск, Кизляр, Алагир и ВЛ 330 кВ для присоединения их к энергосистеме также повысит надежность электроснабжения потребителей ОЭС Юга в зоне влияния этих ПС.

Начиная с 2012 года предполагается объединение на параллельную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока за счет установки вставок несинхронной связи (ВНС) проходной мощностью ± 200 МВт на ПС 220 кВ Могоча (ОЭС Сибири) и на ПС 220 кВ Хани (2015 год) с подвеской второй цепи ВЛ 220 кВ Тында – Чара (ОЭС Востока).

Основные тенденции в развитии электрических сетей 220 кВ будут состоять в усилении распределительных функций и обеспечении выдачи мощности электростанций. В изолированных энергосистемах Дальнего Востока, а также энергосистемах Архангельской области и Республики Коми электрические сети 220 кВ будут выступать в качестве основной электрической сети.

В ОЭС Северо-Запада предполагается сооружение вторых ВЛ 220 кВ на одноцепном транзите Печорская ГРЭС – Ухта – Микунь – Заовражье.

В ОЭС Центра предполагается сооружение двух ВЛ 220 кВ Калужская – Метзавод - для электроснабжения Калужского электрометаллургического завода, ВЛ 220 кВ Заря – Иваново – для электроснабжения Ковровского сталеплавильного завода и других потребителей Владимирской области, ПС 220 кВ Казинка с заходами двух цепей ВЛ 220 кВ Липецкая – Metallургическая – для электроснабжения особой экономической зоны «Липецк», значительное усиление электрической сети напряжением 220 кВ предусматривается в Московском регионе, в том числе сооружение ПС 220 кВ Сколково, ПС 220 кВ Смирново, ПС 220 кВ Минская – для электроснабжения инновационного центра «Сколково».

В ОЭС Юга развитие электрической сети 220 кВ предусматривается для выдачи мощности Джубгинской и Кудепстинской ТЭС, Центральной Котельной в г. Астрахань, а также для повышения надежности электроснабжения потребителей (ВЛ 220 кВ Тихорецкая – Витаминкомбинат), питания крупных предприятий и нагрузочных узлов: ВЛ 220 кВ РП Волгодонск – ГОК и перевод на номинальное напряжение ВЛ Заливская – ГОК для электроснабжения ООО «ЕвроХим-ВолгаКалий», ПС 220 кВ НПС-7 с заходами ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Витаминкомбинат для электроснабжения ЗАО «Каспийский трубопроводный консорциум-Р» и т.д.

В ОЭС Средней Волги развитие электрической сети 220 кВ, в основном, предусматривается в Нижегородском энергоузле (Борская - Семеновская, Семеновская - Узловая), Нижнекамском энергоузле (ВЛ 220 кВ для внешнего электроснабжения нефтехимического и нефтеперерабатывающих заводов (НХ и НПЗ) в г. Нижнекамск. Кроме этого предусматривается локальное развитие электрической сети 220 кВ в остальных энергосистемах ОЭС Средней Волги.

В ОЭС Урала намечается ввести заходы одной цепи ВЛ 220 кВ БАЭС-Каменская на Белоярскую АЭС-2 – для выдачи мощности Белоярской АЭС-2, заходы ВЛ 220 кВ Красноленинский ГПЗ – Ильково на Няганскую ГРЭС, ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Картопля – для выдачи мощности Няганской ГРЭС, заходы ВЛ 220 кВ Сосьва - Краснотурьинск на Серовскую ГРЭС - для выдачи мощности Серовской ГРЭС, реконструкция ВЛ 220 (500) кВ Тарко-Сале - Уренгой, ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Уренгойская № 2, 1 и 2 цепь - для выдачи мощности Уренгойской ГРЭС и повышения надежности электроснабжения Северного и Ноябрьского энергорайонов, ВЛ 220 кВ Бузулукская - Красноармейская (Бузулукская – Куйбышевская, 2-я цепь) - для повышения надежности электроснабжения Бузулукского энергорайона Оренбургской области; ВЛ 220 кВ Лебяжье – Дубники - для повышения надежности электроснабжения потребителей Южного энергорайона энергосистем Кировской области и Республик Марий Эл ОЭС Средней Волги. Для внешнего электроснабжения трубопроводной системы «Заполярье - Пурпе» предполагается сооружение ПС 220 кВ Ермак (НПС-2) с шлейфовыми заходами одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Мангазея, одноцепной ВЛ 220 кВ Исконная - Ермак (НПС-2), ПС 220 кВ Славянская (ГНПС) с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Ермак (НПС-2) - Славянская (ГНПС). Для внешнего электроснабжения трубопроводной системы «Пурпе – Самотлор» предполагается сооружение ПС Андреевская (НПС-2) на напряжении 220 кВ и двух одноцепных ВЛ

220 кВ Янга-Яха - Андреевская (НПС-2), а также ПС 220 кВ Невская (НПС-3) с шлейфовыми заходами ВЛ 220 кВ Варьеган-Мачтовая.

В ОЭС Сибири намечается ввод ВЛ 220 кВ Татаурово - Горячинская – Баргузин, ПС 220 кВ Горячинская, ПС 220 кВ Баргузин - для электроснабжения курортной зоны на о. Байкал; ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Бугдаинская – Быстринская - для электроснабжения ГОК; ВЛ 220 кВ Пеледуй - Чертово Корято - Сухой Лог – Артемовская - Мамакан - для электроснабжения месторождений золота «Сухой Лог» и «Чертово Корято»; двухцепная ВЛ 220 кВ БПП – Табь с ПС 220 кВ Табь (НПС № 3), две ВЛ 220 кВ БПП – Чукша с отпайками на ПС Табь и ПС 220 кВ Чукша (НПС № 2), ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Тира- Киренская с ПС 220 кВ Тира (НПС №7) и Киренская, ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Бобровка – Киренская с ПС 220 кВ Бобровка (НПС № 6), две ВЛ 220 кВ Киренская - Надеждинская с ПС 220 кВ Надеждинская (НПС № 8), ПС 220 кВ Рассоха (НПС № 9) с заходами ВЛ 220 кВ Надеждинская – Талаканская - для внешнего электроснабжение НТС ВСТО-1.

В ОЭС Востока намечается объединение Южного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) за счет сооружения двухцепной ВЛ 220 кВ Томмот – Майя.

Для обеспечения внешнего электроснабжения нефтяной трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан (НТС ВСТО) намечается сооружение:

- трех ПС НПС № 16, 18, 19 - в Южно-Якутском энергорайоне;
- девяти ПС НПС № 20, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29 – в энергосистеме Амурской области;
- четырех ПС НПС № 30, 32, 33, 34, - в энергосистеме Хабаровской края;
- пяти ПС НПС № 10 (Талаканская), № 11 (Нюя), № 12, 13, 15 (Юрях) – в западном энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Объединение Западного и Южного энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) намечается путем сооружения ВЛ 220 кВ Ленск – НПС-14 (Солянка) – НПС-15 (Юрях) – НПС-16 (Открытая) с установкой вставки несинхронной связи (ВНС) на ПС 220 кВ Олекминск.

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию магистральных и распределительных сетей напряжением 220 кВ и выше с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2012-2018 годы приведен в приложении № 15.

Всего за период 2012-2018 годов намечается ввод ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 43979,6 км, трансформаторной мощности 168201 МВА. Такой объем электросетевого строительства потребует 1729,5 млрд.руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2018 года.

Карты-схемы размещения линий электропередачи, ПС напряжением 220 кВ и выше и электростанций по ОЭС ЕЭС России на 2012-2018 годы (с выделением энергосистем Москвы и Московской области, Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Краснодарского края и Республики Адыгея, Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры) представлены в разделе 12.

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ представлены в приложении № 16.

9. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 220-750 кВ по энергосистеме Московской области и г. Москвы на период 2012-2018 годов

9.1. Основные характеристики энергосистемы.

Общими характеристиками, определяющими проблемы энергоснабжения крупных городов, являются значительная концентрация нагрузок, усиление электрических сетей и возрастание токов коротких замыканий. В ряде мегаполисов, в частности в Москве, эта ситуация дополнительно осложняется наличием внутригородских электростанций. В Москве сосредоточено значительное количество генерирующих объектов – более 20, обеспечивающих избыточный баланс мощности и электроэнергии города. В Московской энергосистеме имеются многочисленные связи 110, 220 и 500 кВ, в том числе 48 связей напряжением 110 кВ и выше со смежными энергосистемами ОЭС Центра.

Электрические сети, действующие в настоящее время на территории Московского региона, в основном обеспечивают условия для поставки и получения мощности и электроэнергии потребителям.

Вместе с тем, в электрических сетях остаются нерешенными проблемы и «узкие места», которые снижают техническую и экономическую эффективность функционирования Московской энергосистемы.

Основными проблемами Московской энергосистемы являются:

- повышенная загрузка автотрансформаторов 500/220, 500/110 кВ Московского кольца. Загрузка АТ ПС 500 кВ Пахра и Трубино находится в диапазоне значений 55 - 90 %;
- повышенная загрузка ряда кабельных и воздушных линий электропередачи и трансформаторов сети 220-110 кВ;
- возникновение перегрузок в сетях 110-220 кВ при отключении элементов сети 500 кВ;
- большие величины токов короткого замыкания (КЗ) и недостаточная отключающая способность выключателей 500, 220 и 110 кВ, необходимость применения различных мероприятий по их ограничению, в большинстве своем секционирования и разрывов электрической сети, приводящих к снижению надежности электроснабжения потребителей, тенденция к постоянному росту уровня токов КЗ;
- регулирование напряжения в сети Московской энергосистемы затруднено по причине недостаточности и низкой эффективности средств управления и компенсации реактивной мощности: отсутствием работоспособных устройств регулирования под нагрузкой (РПН) на автотрансформаторах, отсутствием достаточного числа регулируемых средств управления и компенсации реактивной мощности на напряжении 110-220 кВ;
- необходимость компактного исполнения объектов электрических сетей вследствие высокой стоимости земли.

9.2. Концептуальные подходы к развитию Московской энергосистемы:

- схема основной электрической сети должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и иметь возможность приспособливаться к изменению условий роста нагрузки и развитию электростанций;
- схема и параметры распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при полной схеме сети и при выводе в ремонт одной ВЛ или автотрансформатора (или трансформатора);
- перспективная схема электрической сети Московской энергосистемы не должна предусматривать использование противоаварийной автоматики (ПА) при нормативном возмущении в нормальной и единичной ремонтной схеме. Применение противоаварийного управления допускается только на базе локальных устройств противоаварийной автоматики;
- покрытие дефицита мощности и энергии Московской энергосистемы за счет сооружения новых генерирующих объектов в в Московском регионе (ТЭС на газе и угле, ГАЭС) в комплексе с осуществлением внешнего энергоснабжения от электростанций (АЭС, ТЭС) ОЭС Центра по линиям электропередач (ЛЭП) высокого напряжения и технического перевооружения действующих электростанций;
- в условиях высокой плотности нагрузки, обеспечения надежности и эффективности энергоснабжения в Москве рассмотрение сочетания системных электростанций и локальных источников мощностью до 100 МВт. Эти источники должны быть максимально приближены к центрам нагрузок и обеспечивать требования по надежности, регулированию частоты и активной мощности, регулированию напряжения и реактивной мощности и другим, как в условиях параллельной работы в энергосистеме, так и в условиях изолированной работы на выделенную нагрузку;
- техническое перевооружение электрических сетей должно предусматривать повышение пропускной способности, в том числе путем перевода ВЛ и ПС на более высокий класс напряжения;
- широкое использование кабельных сетей высокой пропускной способности и закрытых ПС с применением в РУ высшего напряжения элегазового оборудования в городских районах массовой застройки;
- проведение реконструкции ПС 110-500 кВ открытого типа и ВЛ, проходящих в черте города, путем сооружения на месте существующих ПС новых ПС, выполненных по новейшим технологиям. Реконструкция ВЛ планируется путем перевода их в кабельные линии;
- применение новых технологий и оборудования при управлении потокораспределением, уровнями напряжения;
- применение новых технологий и оборудования, ограничивающего токи КЗ;

- поэтапная замена выключателей 110 кВ и выше, отработавших нормативный срок и имеющих несоответствующую уровням токов КЗ отключающую способность;
- отказ от развития электрических сетей напряжением 110 кВ как системообразующих сетей. Электрические сети данных напряжений будут поддерживаться в рабочем состоянии там, где невозможен их перевод на напряжение 220 кВ;
- ограничение суммарной установленной мощности и количества нагрузочных трансформаторов 110 и 220 кВ на вновь сооружаемых и реконструируемых ПС.

Развитие электрической сети 110 - 750 кВ Московской энергосистемы будет осуществляться за счет реконструкции и ввода новых ПС, а также строительства новых ВЛ и КЛ с учетом:

- применения новых типов силового и коммутационного оборудования созданного на основе новых материалов, передовых технологий на ПС – элегазовых выключателей, комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) на ПС 110, 220, 500 кВ, трехфазные АТ 500 кВ;
- обеспечения большей пропускной способности, снижения потерь, защита сетей от внешних воздействий ЛЭП – применение композитных проводов и кабелей из сшитого полиэтилена большой пропускной способности.

9.3. Развитие электрических сетей

В период 2012-2018 годов развитие электрической сети напряжением 110-750 кВ и выше Московской энергосистемы предусматривает:

Развитие сетей 750 кВ для:

- выдачи мощности Калининской АЭС с вводом 4-го энергоблока;
- повышения надежности электроснабжения потребителей северной части Московской энергосистемы – районов г. Дмитров, Лобня (ОРУ 220 кВ на ПС Белый Раст).

Развитие сети 500 кВ для:

- выдачи мощности крупных электростанций - Калининской АЭС с вводом 4-го энергоблока, Загорской ГАЭС-2;
- повышения надежности доставки мощности в Московский регион от внешних источников – ПП Ожерелье, ПП (ПС) Панино;
- повышения надежности электроснабжения потребителей (реконструкция ПС существующего Московского кольца 500 кВ – Ногинск, Пахра, Трубино), в том числе восточной части Московской энергосистемы - районов Некрасовка, Люберцы, Кожухово – ПС Каскадная;

Развитие сетей 220 кВ:

Сеть 220 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности электростанций и электроснабжение нагрузочных узлов и крупных потребителей.

9.3.1. Развитие объектов электрических сетей 500, 750 кВ

Объекты нового строительства 500, 750 кВ

ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Грибово

Для выдачи мощности блока №4 Калининской АЭС сооружается новая ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Грибово ориентировочной протяженностью 285 км со строительством заходов от порталов ОРУ 750 кВ Калининской АЭС в сторону ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Ленинградская и ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Белозерская.

Ввод объекта планируется в 2012 году.

ПС 750/500/220/110 кВ Грибово (перевод на напряжение 750 кВ)

Согласно техническим условиям (ТУ) на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ОАО «Концерн Росэнергоатом» (энергоблок №4 мощностью 1000 МВт на Калининской АЭС) производится полная реконструкция ПС 220 кВ Грибово с расширением:

- строительство РУ 750 кВ, РУ 500 кВ, РУ 220 кВ, РУ 110 кВ и РУ 10 кВ;
- установка двух автотрансформаторных групп 750/500 кВ мощностью 3x417 МВА каждая;
- установка двух автотрансформаторных групп 500/220 кВ мощностью 3x167 МВА каждая;
- установка двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый;
- сооружение перемычки 220 кВ между новым РУ 220 кВ ПС 750 кВ Грибово и старым ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Грибово;
- установка одной группы шунтирующих реакторов 750 кВ мощностью 3x110 Мвар (с резервной фазой мощностью 110 Мвар).

В РУ 750 кВ присоединяется ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – ПС Грибово с шунтирующим реактором на линии мощностью 3x110 МВА, в РУ 500 кВ присоединяются две **ВЛ 500 кВ Грибово – Дорохово** (2012 и 2015 годы), в РУ 220 кВ заводятся ВЛ 220 кВ Грибово – Дровнино, Грибово – Шмелево (2012 г.).

Ввод объекта планируется в 2012 году.

ПС 750/500 кВ Белый Раст

Для обеспечения возможности присоединения потребителей Дмитровского района и новых центров питания (ПС Филино) на ПС 750 кВ Белый Раст сооружается РУ 220 кВ с установкой двух АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ осуществляется за счет строительства нового двухцепного транзита **220 кВ Белый Раст - Западная**, длиной 2x50 км.

Ввод объекта планируется в 2016 году.

ПС 500/220/110 кВ Дорохово

Сооружение ПС 500/220/110 кВ осуществляется в районе н.п. Дорохово Можайского района Московской области.

ПС имеет двойное назначение:

- для принятия мощности от Калининской АЭС;
- для электроснабжения потребителей развивающейся западной части

Московской энергосистемы.

Ввод ПС 500 кВ обеспечит надежное электроснабжение потребителей Одинцовского района и уменьшит загрузку питающих район ВЛ 110 кВ от ПС 500 кВ Очаково, что позволит снять ограничения по присоединению новых потребителей. Кроме того ПС обеспечит надежное электроснабжение потребителей, имеющих питание от сети 220 кВ в западной и юго-западной части Московской энергосистемы.

Согласно ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ОАО «Концерн Росэнергоатом» (энергоблок №4 мощностью 1000 МВт на Калининской АЭС) проектом предусматривается:

- строительство РУ 500 кВ, РУ 220 кВ, РУ 110 кВ и РУ 10 кВ;
- установка двух автотрансформаторных групп 500/220 кВ мощностью 3x167 МВА (с резервной фазой мощностью 167 МВА);
- установка двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый.

В РУ 500 кВ присоединяются две ВЛ 500 кВ Грибово – Дорохово (2012 и 2015 годы), ВЛ 500 кВ Дорохово – ПП Панино (2015 год).

В РУ 220 кВ присоединяются: заходы ВЛ 220 кВ ПС Кедрово – ПС Дровнино, две **КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода** (2013 год).

Ввод в эксплуатацию ПС 500 кВ Дорохово намечается в 2012 году.

ПС 500/220/110 кВ Ярцево (для выдачи мощности ЗАГАЭС -2)

Для обеспечения выдачи мощности и заряда I очереди (2x210 МВт) Загорской ГАЭС-2 предполагается перевод ПС 220 кВ Ярцево на напряжение 500 кВ и сооружение двух цепей ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево длиной 2x30 км.

На ПС Ярцево сооружается РУ 500 кВ, на которое заводится ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС – Трубино (заходы 2x1 км). В РУ 500 кВ предполагается установить два АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый.

На ПС 220 кВ Ярцево предусматривается замена двух АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый на АТ мощностью 2x250 МВА.

Ввод объекта планируется в 2013 году.

ВЛ 500 кВ ЗаГАЭС-2 – Трубино

Для обеспечения выдачи мощности и заряда II очереди (2x210 МВт) Загорской ГАЭС-2 предполагается сооружение ВЛ 500 кВ ЗаГАЭС-2 – Трубино длиной 90км.

Ввод объекта планируется в 2013 году.

ПС 500/220/110 кВ Каскадная

ПС 500/220/110 кВ Каскадная рассматривается как системная ПС, необходимая для обеспечения надежности электроснабжения Московской энергосистемы.

На первом этапе (2014 г.) сооружаются РУ 500 кВ, РУ 220 кВ и РУ 110 кВ. В РУ 500 кВ заводится ВЛ 500 кВ Чагино – Ногинск (2х0,1 км) и устанавливаются два автотрансформатора 500/220 кВ мощностью по 500 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем захода ВЛ 220 кВ Восточная – ЦАГИ и ТЭЦ-23 – Ногинск (4х0,1 км). На ПС устанавливаются два АТ 220/110 кВ мощностью по 250 МВА каждый, а также четыре трансформатора 220/10 кВ мощностью по 100 МВА каждый.

На втором этапе (2015г.) в РУ 110 кВ заводятся ВЛ 110 кВ: Минеральная – Прогресс, Минеральная – Некрасовка, Некрасовка – Прогресс, Некрасовка – Кучино и Восточная – Некрасовка с отпайкой на ПС Ясная (8х0,5 км).

Строительство ПС Каскадная обеспечит электроснабжение районов Некрасовка, Люберцы и Кожухово и питание нагрузки планируемого в данном районе г. Москвы (Люберцы) и Московской области коммунально-бытового сектора.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в 2014 году.

ПС 500/220/110 кВ Бутырки

Сооружение ПС 500 кВ Бутырки на территории города Москвы (перевод ПС 220 кВ Бутырки на 500 кВ) предусматривается для снижения загрузки ЛЭП 220 кВ со стороны ПС 500 кВ Бескудниково, снижения уровней токов КЗ, вследствие оптимизации схемы сети 220 и 500 кВ, и обеспечения надежного электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы при сооружении новых электросетевых объектов 220 кВ (кольцо ЦАО 220 кВ).

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в 2018 году.

ПП 500 кВ Ожерелье (переключательный пункт 500 кВ в районе пересечения ВЛ 500 кВ Михайлов – Чагино с ВЛ 750 кВ на ПС Калужская)

Для повышения надежности доставки мощности от внешних источников, в частности, от Смоленской АЭС и Рязанской ГРЭС в Московский регион необходима ликвидация «тройника» - пересечения ВЛ 750 кВ в направлении и ПС Калужская и ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино. Его наличие в два раза повышает вероятность вывода из работы этих ВЛ, что в свою очередь может привести к перегрузке транзита ВЛ 220 кВ Калужская – Очаково, а при ремонте ВЛ 500 кВ Михайлов – Новокаширская – Пахра - к потере потока мощности от Рязанской ГРЭС в Москву. На месте коммутации «тройника» предлагается создать ПП 500 кВ Ожерелье (Кашира) с заходами ВЛ 500 кВ Чагино – Михайловская (2х10 км) и участком ВЛ 750 кВ отв. (тройник) – ПП Ожерелье – Калужская (вкл. на 500 кВ) протяженностью 10 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в 2016 году.

ПС 500/110 кВ Панино

Сооружение ПП 500 кВ Панино с заходами ВЛ 500 кВ Чагино – ПП Ожерелье (2х10 км) и ВЛ 500 кВ Новокаширская – Пахра (2х10 км) и сооружение ВЛ 500 кВ Дорохово – ПП Панино (согласно ТУ на выдачу мощности 4-го блока Калининской АЭС) – 2015 год.

Объекты реновации 500 кВ

ПС 500/220/110 кВ Чагино

Комплексная реконструкция ПС Чагино обусловлена физическим и моральным износом оборудования, высоким уровнем токов КЗ, которые превышают отключающую способность установленных выключателей.

На ПС предусмотрены к установке два автотрансформатора 500/220 кВ мощностью по 500 МВА, четыре автотрансформатора 220/110 кВ мощностью по 250 МВА и два силовых трансформатора 220/10(20) кВ мощностью по 100 МВА каждый.

В РУ 500 кВ заходят следующие ВЛ 500 кВ: Ногинск – Чагино, Пахра – Чагино, Михайлов – Чагино с отп.

В РУ 220 кВ предусмотрены ячейки для существующих линий, устанавливаемых на ПС автотрансформаторов и резервные для подключения дополнительно двух линий 220 кВ (для подключения ПС 220 кВ Цимлянская).

Окончание реконструкции ПС намечается в **2013** году.

ПС 500 кВ Пахра

Комплексная реконструкция ПС Пахра обусловлена физическим и моральным износом оборудования, высоким уровнем токов КЗ, которые превышают отключающую способность (31,5 кА) установленных выключателей.

Реконструкция ПС 500/220/110 кВ Пахра предполагает установку на ПС:

- 2-х автотрансформаторов напряжением 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый;
- 2-х автотрансформаторов напряжением 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый;
- 2-х трансформаторов напряжением 220/10 (20) кВ мощностью 100 МВА каждый;
- 4-х СТК по 50 Мвар, присоединенных к шинам 110 кВ.

К РУ 500 кВ присоединяются три ВЛ 500 кВ: Пахра – Чагино; Новокаширская – Пахра; Пахра – ТЭЦ-26.

Схема РУ 220 кВ «полупортальная схема секционированная выключателями» с подключением автотрансформаторов напряжением 500/220 кВ и 220/110 кВ и через «полупортальную» цепочку». В РУ 220 кВ присоединяются шесть ВЛ 220 кВ и предусмотрено две резервные ячейки.

К РУ 110 кВ присоединяются шестнадцать ВЛ. Предусматривается одна резервная ячейка.

Окончание реконструкции ПС намечается в 2016 году.

ПС 500 кВ Трубино

ПС 500/220/110 кВ Трубино расположена вблизи пос. Ивантеевка Московской области на территории Восточных электрических сетей ОАО «МОЭСК» и является частью Московского кольца 500 кВ и системообразующей сети ОЭС Центра. Комплексная реконструкция ПС Трубино обусловлена физическим и моральным износом оборудования, высоким уровнем токов КЗ, которые превышают отключающую способность (31,5 кА) установленных выключателей.

Реконструкция ПС 500/220/110 кВ Трубино предполагает установку на ПС:

- 4-х автотрансформаторов напряжением 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый,
- 2-х автотрансформаторов напряжением 220/110 кВ мощностью по 250 МВА,
- 2-х трансформаторов напряжением 220/10 (20) кВ мощностью по 100 МВА каждый.

К РУ 500 кВ предполагается присоединение пяти ВЛ 500 кВ (четырёх существующих: Трубино – Бескудниково, Трубино – Владимирская, ЗАГАЭС – Трубино, Конаково – Трубино (впоследствии Ярцево-500 – Трубино) и второй новой линии ЗАГАЭС-2 – Трубино.

В РУ 220 кВ предполагается присоединение пяти ВЛ 220 кВ: трёх существующих - Трубино – Н. Софрино, Трубино – Горенки, Трубино – ТЭЦ-23 и двух новых - Трубино – Ивантеевка (Омелино) 1,2 (год ввода – 2020 г.) . В РУ 220 кВ предусмотрены две резервные ячейки.

В РУ 110 кВ предполагается присоединение 11 существующих линий и предусматривается одна резервная ячейка.

Увеличение трансформаторной мощности позволит повысить надёжность электроснабжения Московской области и обеспечит увеличение пропускной способности внешних связей Московской энергосистемы с ОЭС Центра.

Завершение комплексного технического перевооружения и реконструкции ПС намечается в **2017** году.

ПС 500 кВ Ногинск

Площадка ПС Ногинск расположена около г. Ногинск Московской области. ПС «Ногинск» является частью Московского кольца 500 кВ и системообразующей сети ОЭС Центра.

Реконструкция обусловлена физическим и моральным износом оборудования, высоким уровнем токов КЗ, величина которых практически достигла отключающей способности установленных на ПС выключателей (31,5 кА на стороне 110 кВ, 26,3 и 31,5 на стороне 220 кВ).

Реконструкция ПС 500/220/110 кВ Ногинск предполагает установку на ПС:

- 2-х автотрансформаторов напряжением 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый.
- 4-х автотрансформаторов напряжением 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый.

- 2-х трансформаторов напряжением 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый.
- 2-х батарей статической компенсации (БСК) мощностью 100 Мвар каждая, присоединенных к шинам 10 кВ.

В РУ 500 кВ присоединяются три существующих ВЛ 500 кВ: Ногинск – Чагино, Ногинск – Владимирская, Ногинск – Бескудниково. В РУ 500 кВ предусматривается 2 резервные ячейки.

В РУ 220 кВ присоединяются семь существующих ВЛ и предусматривается 1 резервная ячейка.

К шинам 110 кВ присоединены ВЛ 110 кВ на ПС: Боровое (1 и 2), Истомкино (1 и 2), Дуговая (2 и 3), Затишье (Северное и южное), Электросталь (1 и 2), Момино, Черноголовка, Шерна и Шульгино). В РУ 110 кВ предусмотрено две резервные ячейки.

Увеличение трансформаторной мощности позволит повысить надежность электроснабжения Московской области и обеспечит увеличение пропускной способности внешних связей Московской энергосистемы с ОЭС Центра.

Срок окончания реконструкции **2017** году.

9.3.2. Развитие объектов электрических сетей 220 кВ

Объекты нового строительства 220 кВ

Объекты схемы выдачи мощности ТЭЦ-12

В настоящее время выдача мощности ТЭЦ-12 (установленная электрическая мощность 418 МВт) осуществляется на напряжение 110 кВ по восьми ЛЭП 110 кВ: КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Маяковская А, Б, КВЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Очаково №1, 2 с отп., КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Сити №1,2, КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Зубовская №1,2.

Для надежного энергоснабжения потребителей районов Арбат, Хамовники, Дорогомилово, Фили-Давыдково и Раменки г. Москвы, а также для ликвидации «узких мест» сети 110 кВ в районе ТЭЦ-12 (снижение напряжения на шинах ПС Маяковская и перегрузка трансформаторов на ТЭЦ-12 при АО) предполагается ввод блока №10 (ПГУ 220 (250) МВт) на ТЭЦ-12 (первая очередь) с коммутацией его на напряжение 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ (мощность определяется при проектировании).

Выдача мощности на напряжение 220 кВ будет осуществляться путем сооружения КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Золотаревская №№ 1,2 (2х2 км) и КЛ 220 кВ Пресня – ТЭЦ-12 №№ 1,2 (2х2 км).

Ввод объекта в эксплуатацию планируется в **2013** году.

Объекты схемы выдачи мощности СВМ ТЭЦ-16

В настоящее время выдача мощности ТЭЦ-16 (установленная электрическая мощность 360 МВт) осуществляется на напряжение 110 кВ по пяти ЛЭП 110 кВ: КЛ 110 кВ ТЭЦ-16 – Токамак, КЛ 110 кВ ТЭЦ-16 – Динамо №№ 1,2, КВЛ 110 кВ Ходынка – ТЭЦ-16 №№ 1,2.

Для надежного энергоснабжения потребителей центральной части г. Москвы, характеризующейся высокой плотностью нагрузки, а также для покрытия нагрузки соседних с ТЭЦ-16 районов предполагается ввод блока № 8 (ПГУ 420 МВт) на ТЭЦ-16 с коммутацией его на напряжение 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ (мощность определяется при проектировании).

Выдача мощности на напряжение 220 кВ будет осуществляться путем сооружения кабельных заходов КЛ 220 кВ Ваганьковская – Мневники №№ 1,2 (4x0,5 км).

Ввод объекта в эксплуатацию планируется в **2013** году.

Объекты схемы выдачи мощности СВМ ТЭЦ-20

В настоящее время выдача мощности ТЭЦ-20 (установленная электрическая мощность 730 МВт) осуществляется на напряжение 220 кВ по двум КВЛ 220 кВ: ТЭЦ-20 – Академическая и ТЭЦ-20 – Коньково, на напряжение 110 кВ – по шести ЛЭП 110 кВ: КЛ 110 кВ ТЭЦ-20 – Москворецкая №№ 1,2, КЛ 110 кВ ТЭЦ-20 – Черемушки №№ 1,2 и КВЛ 110 кВ ТЭЦ-20 – Семеновская №№ 1,2.

Для надежного энергоснабжения существующих и подключения новых потребителей ЮАО г. Москвы предполагается ввод блока ПГУ-420 мощностью 420 МВт на ТЭЦ-20. Для выдачи мощности нового блока предусматривается строительство КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Золотаревская №№ 1,2 (2013 год) протяженностью 2x3 км и КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Кожевническая №№ 1,2. (2014 год).

Ввод объекта в эксплуатацию планируется в **2013** году.

Вторая цепь транзита 220 кВ Очаково – Говорово – Чоботы

Для обеспечения возможности подключения нагрузки к ПС Говорово предполагается строительство второй цепи транзита 220 кВ Очаково – Говорово – Чоботы.

Строительство данного транзита предполагается в кабельно-воздушном исполнении: кабельная часть (заходы на ПС Говорово) будет выполнена кабелем марки 2XS2Y-LWL 1x1200 протяженностью 4x1,1 км, воздушная часть – проводом марки АСО-400 общей протяженностью 15,6 км.

Строительство транзита 220 кВ Очаково – Говорово – Чоботы предлагается для повышения надежности электроснабжения ЦП 110 кВ при делении транзита 220 кВ Очаково-Говорово-Чоботы-Ясенево-ТЭЦ-26 для уменьшения токов КЗ в сети 110 кВ, прилегающей к данным ПС.

Ввод объекта в эксплуатацию планируется в **2012** году.

Вторая цепь КВЛ 220 кВ Красногорская – Герцево

Для ликвидации «узких мест» района сети 110-220 кВ ПС Красногорская и повышения надежности электроснабжения потребителей районов Тушино и Митино г. Москвы предполагается строительство второй цепи кабельной высоковольтной линии (КВЛ 220) кВ Красногорская – Герцево.

Строительство данной линии предполагается в кабельно-воздушном исполнении: кабельная часть (заходы на ПС Герцево) будет выполнена кабелем

марки НХСНВМК-2F 1x1200 протяженностью 0,09 км, воздушная часть – проводом марки АС-400 протяженностью 10,1 км.

Ввод объекта в эксплуатацию планируется в **2012** году.

Заходы второй цепи КВЛ 220 кВ Красногорская - Герцево на ПС 220/20 кВ Ильинская

Для электроснабжения потребителей района Ильинская Пойма сооружаются заходы второй цепи КВЛ 220 кВ Красногорская – Герцево на ПС 220/20 кВ Ильинская (2x1,5 км).

Ввод объекта планируется в **2012** году.

ПС 220/20 кВ Мещанская

Для электроснабжения потребителей центрального административного округа (ЦАО) г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/20 кВ Мещанская.

На ПС предполагается установка трех трансформаторов мощностью по 100 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепных КЛ 220 кВ Бутырки – Мещанская (2x1,5 км), а к 2012 г. предусматривается строительство двухцепной КЛ 220 кВ Мещанская – Красносельская протяженностью 2x5 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2012** году.

ПС 220/20 кВ Красносельская

Для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей ЦАО г. Москвы и присоединения новых предусмотрено сооружение ПС 220/20 кВ Красносельская.

На ПС предусматривается установка трех трансформаторов мощностью 3x100 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепной КЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Красносельская протяженностью 2x13,5 км и двухцепной КЛ 220 кВ Красносельская – Мещанская протяженностью 2x5 км. В 2014 году, предусматривается строительство двухцепной КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая протяженностью 2x12,5 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2012** году.

ПС 220/20 кВ Мневники

Для электроснабжения потребителей района Хорошево – Мневники северо-западного административного округа (СЗАО) г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/20 кВ Мневники.

На ПС предусматривается установка трансформаторов мощностью 3x100 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепной КЛ 220 кВ Очаково – Мневники протяженностью 2x12 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2012** году.

В 2013 году планируется строительство двухцепной КЛ 220 кВ Мневники – Ваганьковская (2x10 км), также в 2013 году для выдачи мощности блока №8 (ПГУ 420 МВт) ТЭЦ-16 предусматривается строительство заходов этих КЛ на РУ 220 кВ ТЭЦ-16 (4x0,5 км).

ПС 220/20 кВ Горьковская

Для возможности подключения новых потребителей восточного административного округа (ВАО) г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/20 кВ Горьковская.

На ПС предусматривается установка трансформаторов мощностью 3x100 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепных КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская протяженностью 2x4 км и КЛ 220 кВ Горьковская – Цимлянская (2x10 км).

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2012 году**.

ПС 220/20 кВ Ваганьковская

Для электроснабжения потребителей центрального административного округа (ЦАО) г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/20 кВ Ваганьковская.

На ПС предусматривается установка трансформаторов 220/20 кВ мощностью 3x160 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепных КЛ 220 кВ Гражданская – Ваганьковская (2x8 км) и Мневники – Ваганьковская протяженностью 2x10 км. Для выдачи мощности блока №8 (ПГУ 420 МВт) ТЭЦ-16 предусматривается строительство заходов КЛ 220 кВ Мневники – Ваганьковская №1,2 на РУ 220 кВ ТЭЦ-16 (4x0,5 км).

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2013 году**.

Перевод ПС 110 кВ Бабушкин на напряжение 220 кВ

Для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей северного административного округа (САО) г. Москвы и присоединения новых предусмотрен вывод из эксплуатации ПС 110 кВ Бабушкин и перевод потребителей на новую подстанцию ПС 220/10 кВ Бабушкин.

На ПС 220 кВ Бабушкин предполагается установка четырех нагрузочных трансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения кабельных заходов КВЛ 220 кВ Бескудниково – ТЭЦ-27 (2x5,5 км).

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2013 году**.

ПС 220/20 кВ Золотаревская

Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/20 кВ Золотаревская.

На ПС предполагается установить три трансформатора 220/20 кВ мощностью по 160 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепных КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Золотаревская (2x2 км) и ТЭЦ-20 – Золотаревская (2x3 км).

КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Золотаревская №1,2 строится для выдачи мощности блока №10 (ПГУ 220 (250) МВт) ТЭЦ-12, КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Золотаревская №1,2 – для выдачи мощности ТЭЦ-20 (ПГУ 420 МВт).

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2013 году**.

ПС 220/110 кВ Орешково

Для повышения надежности электроснабжения потребителей южного административного округа (ЮАО) г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/110 кВ Орешково.

На ПС предполагается установка АТ 220/110 кВ мощностью 2х250 МВА и силовых трансформаторов 220/20 кВ мощностью 2х80 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения заходов ВЛ 220 кВ Чагинская (2х1,5 км) и ВЛ 220 кВ Борисовская (2х1,5 км). Присоединение к сети 110 кВ будет осуществляться путем сооружения заходов ВЛ 110 кВ Апаренки – Гоголево с отп. (2х0,5 км) и ВЛ 110 кВ Сабурово – Видное 2 с отп. (2х0,5 км).

Строительство ПС Орешково предлагается для снятия перегрузок и поддержания напряжения района присоединения к сети 110-220 кВ.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2014 году**.

ПС 220/110/20 кВ Котловка

Для электроснабжения потребителей ЮАО г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/110/20 кВ Котловка.

На ПС предполагается установка двух автотрансформаторов 220/110/20 кВ мощностью по 200 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения кабельных заходов КВЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Коньково и ТЭЦ-20 – Академическая (4х0,5 км). Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2014 году**.

ПС 220/20/10 кВ Кожевническая

Для электроснабжения потребителей ЮАО г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/20 кВ Кожевническая.

На ПС предусматривается установка трансформаторов 220/20/10 кВ мощностью 2х200 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двух КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Кожевническая протяженностью 2х5 км и двух КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая протяженностью 2х12,5 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2014 году**.

Перевод ПС 110 кВ Автозаводская на напряжение 220 кВ

Для повышения надежности энергоснабжения потребителей юго-восточного административного округа (ЮВАО) г. Москвы предусматривается перевод ПС 110 кВ Автозаводская на напряжение 220 кВ.

На ПС на данный момент установлены два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью по 250 МВА каждый. Для подключения новых потребителей предусматривается установка силовых трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х80 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепных КЛ 220 кВ Южная – Автозаводская протяженностью 2х6 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2014 году**.

Перевод ПС 110 кВ Сигма на напряжение 220 кВ

Для повышения надежности электроснабжения потребителей Зеленоградского района предусматривается перевод ПС 110 кВ Сигма на напряжение 220 кВ.

На ПС предусматривается установка двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью по 250 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения кабельных заходов двухцепной ВЛ 220 кВ Омега – Радищево (2х9 км).

Перевод ПС Сигма на напряжение 220 кВ обусловлен высокой загрузкой сети 110 кВ и превышением аварийно-допустимой загрузки сети 110 кВ района расположения ПС 220 кВ Омега при нормативных возмущениях.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2015** году.

ПС 220/20/10 кВ Белорусская

Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы предполагается строительство ПС 220/20/10 кВ Белорусская.

На ПС предусматривается установка четырех силовых трансформаторов мощностью 2х100 МВА и 2х80 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двух КЛ 220 кВ Бутырки – Белорусская протяженностью 2х12 км и двух КЛ 220 кВ Магистральная – Белорусская протяженностью 2х4,5 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2015** году.

ПС 220/10 кВ Романово

Для электроснабжения потребителей юговосточного административного округа (ЮВАО) г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/10 кВ Романово.

На ПС предполагается установка трансформаторов мощностью 2х63 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения кабельных заходов КВЛ 220 кВ Чагино – Жулебино (2х7 км).

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2017** году.

Перевод ПС №734 110 кВ Сирена на напряжение 220 кВ.

Перевод ПС 110 кВ Сирена на напряжение 220 кВ обусловлен повышением надежности электроснабжения, снятием перегрузок, поддержанием напряжения, а также жилищным и промышленным развитием г. Егорьевска.

На ПС предусматривается установка двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, сооружение нового ОРУ-220 кВ по схеме «две рабочие системы шин», рассчитанное на присоединение 4-х линий, двух автотрансформаторов и шиносоединительного выключателя. В новом ОРУ-220 кВ предусматривается возможность установки двух резервных ячеек. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться за счет сооружения заходов ВЛ 220 кВ Шатура – Пески (4х1,5км) с образованием ВЛ 220 кВ Сирена – Шатура, ВЛ 220 кВ Сирена – Пески 1,2 и ВЛ 220 кВ Сирена – Крона. Реконструкция ОРУ – 110 кВ предполагает замену масляных выключателей на элегазовые и установку двух дополнительных линейных ячеек.

Ввод объекта планируется в 2015 году.

ПС 220/10 кВ Ольгино.

Строительство потребительской ПС 220/10 кВ Ольгино обусловлено жилищным развитием Балашихинского района Московской области. На ПС предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 80 МВА каждый напряжением 220/10 кВ. РУ 220 кВ предполагается выполнить по схеме мостик с установкой элегазовых выключателей на линейных, трансформаторных вводах и в перемычке. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться по схеме «заход-выход» ВЛ 220 кВ Ногинск – Каскадная с сооружением заходов 2х0,5 км при этом образуются новые ЛЭП 220 кВ Ногинск – Ольгино и Ольгино – Каскадная.

Ввод объекта планируется в 2016 году.

ПС 220 кВ Слобода (Перевод ПС 110 кВ Слобода на напряжение 220 кВ)

ПС 110/10 кВ Слобода расположена в Истринском районе Западных электрических сетей Московской области и осуществляет питание потребителей п. Павловская слобода.

На ПС установлены 2 трансформатора напряжением 115/11/6,6 кВ мощностью по 63 МВА каждый.

Схема ПС Слобода на стороне 110 кВ – «две системы шин с обходной».

К сети 110 кВ ПС присоединена ВЛ Слобода – Дедово (АС-150, 9 км) и Слобода – Нахабино (АС-150, 8,8 км).

Необходимость перевода ПС 110 кВ Слобода на напряжение 220/110/10 кВ обусловлена высокой нагрузкой прилегающей сети 110 кВ, превышением аварийно-допустимой нагрузки в ремонтных схемах при нормативных возмущениях.

На ПС предусматривается сооружение КРУЭ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, установка двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью по 250 МВА и двух трансформаторов 220/10-6 кВ мощностью по 63 МВА.

В РУ 220 кВ присоединяются: заходы ВЛ 220 кВ Западная – Шмелево, при этом образуются новые ЛЭП 220 кВ Западная – Слобода и Слобода – Шмелево, вторая цепь ЛЭП 220 кВ Западная – Слобода (сооружается новая линия) – в 2012 году, 2х22,5 км, две КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода - в 2013 году, ВЛ 73 км, КЛ 7,2 км (80,2 км).

В РУ 110 кВ заводятся следующие ВЛ 110 кВ: Слобода – Нахабино (1 и 2) и Слобода – Дедово (1 и 2).

Ввод объекта планируется в 2012 году.

КЛ 220 кВ Западная – Слобода 1,2 и Слобода – Шмелево

Ввод ПС 220 кВ Слобода (реконструкция ПС 110 кВ) осуществляется для выдачи мощности блока №4 (1000 МВт) Калининской АЭС и для разгрузки АТ на ПС Красногорская (загрузка АТ-1 в нормальном режиме 100%, при аварийном отключении (АО) ЛЭП Очаково – Немчиновка 1,2 загрузка АТ составит 200%) и ПС Луч (загрузка АТ-1 ПС Луч при ремонте АТ-2 составляет 130%)

Для подключения реконструируемой ПС Слобода к сети 220 кВ сооружаются заходы ВЛ 220 кВ Западная – Шмелево, при этом образуются новые КЛ 220 кВ Западная – Слобода и Слобода – Шмелево, также сооружается вторая цепь линии Западная – Слобода.

Общая протяженность линий 2х22,5 км.
Ввод объекта в 2012 году.

ПС 220/10 кВ Котово

Для электроснабжения многофункционального парка Котово предполагается ввод ПС 220/10 кВ Котово-2 с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый. ПС присоединяется к сети по схеме «заход-выход» ВЛ 220 кВ Кедрово – Бугры с образованием двух линий 220 кВ Кедрово – Котово-2 и Котово-2 – Бугры.

Ввод объекта планируется в 2012 году.

ПС 220 кВ Сколково с заходом КВЛ ТЭС Лыково – Очаково и ПС 220 кВ Смирново с заходом КВЛ Очаково – Н.Внуково

Для электроснабжения Инновационного центра (ИЦ) «Сколково» планируется строительство двух подземных ПС: ПС 220/20 кВ Сколково и ПС 220/20 кВ Смирново.

ПС будут построены на территории городского поселения Новоивановское и городского поселения Одинцово, вблизи деревни Сколково, в восточной части Одинцовского района Московской области.

В соответствии с Техническими Требованиями для присоединения новых ПС к сети необходимо:

- провести реконструкцию участков ВЛ 500 кВ Очаково – Западная, ВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская, ВЛ 220 кВ Очаково – Лыково, ВЛ 220 кВ Очаково – Нововнуково 1 и 2 цепь с переводом линий в кабельное исполнение от ПС 500 кВ Очаково до строящегося переходного пункта «ВЛ-КЛ»;
- провести реконструкцию участка КВЛ 110 кВ Очаково – Одинцово 1 и 2 цепь с переводом в кабельное исполнение от существующего переходного пункта «КЛ-ВЛ» до строящегося переходного пункта «ВЛ-КЛ».

Ориентировочная длина участка трассы переустраиваемых ЛЭП – 10 км.

ПС Сколково присоединяется к электрической сети 220 кВ по схеме «заход-выход» ЛЭП 220 кВ Лыково – Очаково, а ПС Смирново – по схеме «заход-выход» ЛЭП 220 кВ Очаково – Нововнуково.

На каждой из ПС предусматривается установка двух трансформаторов напряжением 220/20 кВ мощностью по 63 МВА. Трансформаторная мощность на каждой ПС выбрана так, чтобы при отключении одной из них другая обеспечила питание всех потребителей района ИЦ «Сколково». На шинах РУ 20 кВ ПС Смирново предусматриваются дополнительные ячейки для присоединения четырех блоков ТЭС Сколково мощностью 20 МВА каждый.

Ввод ПС 220/20 кВ Сколково и ПС 220/20 кВ Смирново планируется в 2013 г.

ПС 220 кВ Минская с заходом КВЛ Очаково – Мневники 1,2

Для электроснабжения Инновационного центра «Сколково» планируется строительство ПС 220/20 кВ Минская с установкой двух трансформаторов 220/20 кВ мощностью 2х160 МВА каждый и с заходами КВЛ 220 кВ Очаково – Мневники 1,2.

Ввод ПС 220/20 кВ Минская планируется в 2014 году.

ПС 220 кВ Назарьево с заходом ВЛ 220 кВ Радищево - Луч и Радищево – Шмелево

Для электроснабжения потребителей Одинцовского района Московской области и возможности присоединения новых потребителей строится ПС 220/10 кВ Назарьево.

На ПС предусматривается установка четырех трансформаторов напряжением 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый.

К сети 220 кВ ПС присоединяется заходами ВЛ 220 кВ Радищево - Луч и Радищево – Шмелево.

Ввод объекта планируется в 2014-2018 годы.

ПС 220/110/10 кВ Н. Марьино (Филиппово)

Для разгрузки сети 110 кВ, повышения надежности и качества электроснабжения потребителей п. Марьино и Подольского р-на предусматривается строительство ПС с установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 2x250 МВА, оснащенных устройствами РПН. РУ-220 кВ будет выполняться по схеме «две рабочие системы шин», рассчитанным на присоединение 4-х линий 220 кВ, 2-х автотрансформаторов и ШСВ. РУ-110 кВ - по схеме «две рабочие системы шин», рассчитанным на присоединение 4-х линий 110 кВ, 2-х автотрансформаторов и ШСВ. Присоединение ПС осуществляется к сети 220 кВ – двумя новыми ЛЭП 220 кВ от ПС Лесная, с образованием новых ЛЭП 220 кВ Филиппово-Лесная 1,2 (2x10 км); к сети 110 кВ – «заход-выход» ВЛ 110 кВ Лесная – Летово 1,2 с отп., с образованием новых ЛЭП 110 кВ Филиппово – Летово 1,2 с отп, Лесная – Филиппово с отп. и Филиппово – Марьино.

Дата ввода объекта – **2015 год.**

ПС 220/20 кВ Архангельская

Для электроснабжения потребителей Рублево-Архангельского района предполагается строительство ПС 220/20 кВ Архангельская с установкой четырех трансформаторов 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый.

ПС присоединяется к сети 220 кВ двумя новыми КЛ 220 кВ Западная – Архангельская (ПВВГ-1200, 2x22 км) и новой КЛ 220 кВ Красногорская – Архангельская (ПВВГ-1200, 1 км).

Ввод объекта планируется в 2015 году.

ПС 220/110/10 кВ Ромашково с КЛ заходами двухцепной ВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская

Для электроснабжения потребителей районов Рублево-Архангельское, Ильинской поймы и Раздоры предполагается строительство ПС 220/110/10 кВ Ромашково.

Строительство ПС 220 кВ Ромашково обусловлено высокой загрузкой сети 110 кВ, превышением аварийно – допустимой нагрузки в ремонтных схемах при

нормативных возмущениях. Также необходимо для разгрузки АТ на ПС Красногорская.

На ПС предполагается установка автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 2х250 МВА с сооружением кабельных заходов на двухцепную ВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская и Очаково – Лыково (4х2 км). К сети 110 кВ ПС Ромашково присоединяется заходами на двухцепную ВЛ 110 кВ Барвиха – Немчиновка (4х1 км).

Ввод объекта планируется в 2016 году.

ПС 220/110/10 кВ Саввинская с заходами 2 ВЛ 220 кВ Слобода – Дорохово

Для повышения надежности электроснабжения потребителей в г. Звенигород Московской области и возможности присоединения новых потребителей строится новая ПС 220 кВ Саввинская. Эта ПС разгрузит сеть 110 кВ и ПС 220 кВ Встреча и ПС 220 кВ Нововнуково.

Место расположения ПС – Московская область, Одинцовский район, деревня Супонево.

На ПС предусматривается установка автотрансформаторов напряжением 220/110/10 кВ мощностью 2х250 МВА, оснащенных устройством РПН.

РУ 220 кВ рассчитано на присоединение 4-х линий 220 кВ, 2-х автотрансформаторов, шиносоединительного выключателя и 2-х резервных ячеек.

РУ 110 кВ рассчитано на присоединение 4-х линий 110 кВ, 2-х автотрансформаторов, шиносоединительного выключателя и 4-х резервных ячеек.

К сети 220 кВ ПС Саввинская присоединяется путем сооружением заходов двухцепной **ВЛ 220 кВ Слобода – Дорохово** длиной 4х0,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Слобода – Саввинская 1,2 и ВЛ 220 кВ Слобода – Дорохово 1,2.

К сети 110 кВ присоединение ПС осуществляется сооружением двухцепных **ВЛ 110 кВ Саввинская – Лапино (Н.Успенская)** (ориентировочной протяженностью 2х10 км) и двухцепной **ВЛ 110 кВ Саввинская – Звенигород** (ориентировочной протяженностью 2х2 км);

Ввод объекта планируется в 2016 году.

ПС 220/110 кВ Подъячево

Для снятия перегрузок и поддержания допустимых уровней напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей Дмитровского района (Протокол совещания от 07.08.09) сооружается ПС 220/110 кВ Подъячево.

На ПС предполагается установка двух автотрансформаторов мощностью 200 МВА каждый, сооружаются заходы ВЛ 220 кВ Радищево – Шуколово протяженностью 2х2,5 км. Присоединение к сети 110 кВ предлагается путем сооружения заходов двухцепной ВЛ 110 кВ Константиново – Юрьево 1,2 (4х12 км).

Ввод объекта планируется в 2015 году.

ПС 220/110 кВ Болдино

Для электроснабжения жилой застройки г. Королева, поддержания допустимых уровней напряжения и устойчивой работы транзита 110 кВ Трубино –

Хвойная предусматривается сооружение ПС 220/110/10 кВ Болдино. На ПС будут установлены два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый, сооружаются заходы КВЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Трубино на подстанцию протяженностью 2х10 км.

Присоединение к сети 110 кВ предполагается путем сооружения захода ВЛ 110 кВ Н.Подлипки – Клязьма 1,2.

Ввод объекта планируется в 2015 году.

ПС 220/110 кВ Долино

Для электроснабжения жилой застройки и коммунально-бытовых объектов г. Дубна намечен ввод ПС 220/110/10 кВ Долино с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью по 125 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью по 100 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ предлагается путем сооружения ВЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС – Долино (2х35 км).

Ввод объекта планируется в 2015 году.

ПС 220 кВ Тютчево

Для электроснабжения жилой застройки и производственных объектов г. Пушкино намечен ввод ПС 220/110/10 кВ Тютчево с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый, сооружение заходов ВЛ 220 кВ Уча – Н.Софрино (2х5 км). Присоединение к сети 110 кВ предлагается путем сооружения двухцепной ВЛ 110 кВ Тютчево – Пушкино (2х5км) и двухцепной ВЛ Тютчево – Гранит (2х20км). На ПС Тютчево переводится часть нагрузки ПС 110 кВ Пушкино.

Ввод объекта планируется в 2015 году.

Заходы ВЛ 220кВ Радуга – Ярцево на ПС 220 кВ Дмитров

Для повышения надежности электроснабжения потребителей Дмитровского района, для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и снижения загрузки ВЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС – Темпы намечается сооружение захода ВЛ 220 кВ Радуга – Ярцево на ПС Дмитров протяженностью 2х15 км.

Ввод объекта планируется в 2016 году.

ПС 220/10 кВ Ступино

Для электроснабжения жилой застройки северо – западного района г. Ступино, вновь строящихся и реконструируемых промышленных потребителей, объектов социальной инфраструктуры Ступинского муниципального района – предусматривается строительство ПС с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х100 МВА и заходом ВЛ 220 кВ ГРЭС-4 – Образцово (2х6 км).

Дата ввода объекта – **2013 год.**

ПС 220/110 кВ Девятская

Строительство ПС обусловлено высокой загрузкой сети 110 кВ Подольского района Московской области, превышением аварийно-допустимой нагрузки в ремонтных схемах данного района при нормативных возмущениях (при АО ВЛ 110 Лесная – Щапово происходит недопустимое снижение напряжения в сети 110 кВ), а также необходимостью повышения надежности электроснабжения, обеспечения возможности подключения новых потребителей северо-западной части г. Подольска. Планируется установка двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 2х200 МВА и сооружение заходов ВЛ 220 кВ Пахра – Лесная и ВЛ 220 кВ Лесная – Образцово.

Дата ввода объекта – **2014 год.**

ПС 220/10 кВ Молоково (Еловая)

Для обеспечения возможности подключения новых потребителей Ленинского района Московской области предусматривается строительство ПС с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х160 МВА и строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Пахра – Молоково 1,2.

Организация, ответственная за реализацию проекта – ООО «Есть».

Дата ввода объекта – **2015 год.**

ПС 220/10 кВ Стекольная

Для обеспечения возможности подключения новых потребителей и повышения надежности электроснабжения предусматривается строительство ПС с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х25 МВА и заходом ВЛ 220 кВ Пахра – Мячково (2х1,0 км).

Дата ввода объекта – **2012 год.**

ПС 220/110/10 кВ Меткино

Для повышения надежности электроснабжения, возможности присоединения новых потребителей, разгрузки сети 110 кВ и АТ ПС 500 кВ Пахра (ВЛ 110 кВ Пахра – Новодомодедово приводит к снижению напряжения ниже минимально допустимого на 2 СШ 110 кВ ПС Новодомодедово, ПС Хомутово. АО АТ-8 Каширской ГРЭС приводит к перегрузкам по ВЛ 110 кВ Пахра –Новодомодедово 2 цепь и ВЛ 110 кВ Хомутово – Новодомодедово) – предусматривается строительство ПС с установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 2х250 МВА с заходами ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Пахра и Пахра-Меткино 1,2 и ВЛ 110 кВ Сидорово – Взлетная и Ляхово – Новодомодедово.

Дата ввода объекта – **2015 год.**

ПС 220/110 кВ Лазарево (перевод на 220 кВ)

Для обеспечения нормального экономического потокораспределения, поддержания допустимых уровней напряжения как в нормальных, так и в ремонтных схемах и устойчивой работы сети 110 кВ Серпуховского района планируется **реконструкция** ПС 110 кВ Лазарево с переводом на 220 кВ с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 2х200 МВА с

заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Ока 1,2 и строительством ВЛ 110 кВ Лазарево – Галеж 1,2.

Дата ввода объекта – **2015 год.**

ПС 220/10 кВ Филино

Для электроснабжения аэропорта Шереметьево, а также обеспечения возможности присоединения новых потребителей (Транспортно-логистический центр «Шемякино») предусматривается строительство ПС 220/10 кВ Филино с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый и сооружением захода двухцепной ВЛ 220 кВ Белый Раст – Западная протяженностью 4х0,5 км.

Ввод объекта планируется в 2018 год.

ПС 220/110 кВ Теплый Стан (перевод на 220 кВ)

Для снятия перегрузок, обеспечения возможности подключения новых потребителей и повышения надежности электроснабжения потребителей микрорайона Теплый Стан планируется **реконструкция** ПС 110 кВ Теплый Стан с переводом на 220 кВ с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 2х200 МВА и сооружение двухцепных ЛЭП 220 кВ Никулино – Теплый Стан 1,2 и Теплый Стан – Филиппово 1,2.

Ввод объекта планируется в 2018 год.

ПС 220/110 кВ Взлетная (перевод на 220 кВ)

Для обеспечения надежного электроснабжения аэропорта "Домодедово" и Домодедовского района планируется **реконструкция** ПС 110 кВ Взлетная с переводом на напряжение 220 кВ с установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 2х200 МВА, двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х100 МВА и сооружением ЛЭП 220 кВ Пахра – Взлетная 1,2 (2х15 км).

Дата ввода объекта – **2018 год.**

Объекты реновации 220 кВ

ПС 220 кВ Новобратцево

Завершение реконструкции (перевод всех присоединений 110 кВ в новое КРУЭ) с установкой силовых трансформаторов 220/20 кВ мощностью 2х100 МВА. Перевод ПС на напряжение 220 кВ был осуществлен для выдачи мощности ТЭЦ-21 и устранения «узких мест» сети 110 кВ в районе ПС Новобратцево (разгрузка сети 110 кВ по транзиту ТЭЦ-16 – Гражданская – Новобратцево), также для повышения надежности электроснабжения потребителей районов Левобережный, Головинский, Войковский, Ховрино и Коптево г. Москвы. Завершить реконструкцию планируется в **2012 году.**

ПС 220/110 кВ Пресня

На ПС установлены два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью по 200 МВА каждый (год изготовления – 1979, 1980). Предполагается замена установленных автотрансформаторов на автотрансформаторы мощностью 2х250 МВА (в связи с физическим износом – срок службы более 20 лет) и установка силовых трансформаторов мощностью 2х100 МВА (для возможности подключения новых потребителей). Также предполагается реконструкция ОРУ 220 кВ для возможности подключения двухцепной КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Пресня (для обеспечения выдачи мощности блока ПГУ 220 (250) МВт ТЭЦ-12). Завершить реконструкцию планируется в **2013 году**.

ПС 220/110 кВ Баскаково

На ПС установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью по 200 МВА каждый (год изготовления – 1986, 1999). Реконструкция ПС предполагается с целью замены установленных автотрансформаторов на автотрансформаторы мощностью 2х250 МВА (для снятия перегрузки и в связи с физическим износом – срок службы АТ-1 более 20 лет). Завершить реконструкцию планируется в **2014 году**.

ПС 220/10 кВ Гольяново

На ПС установлены два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью по 63 МВА каждый (год изготовления – 1978, 1980). Реконструкция ПС предполагается с целью замены установленных трансформаторов на трансформаторы мощностью 2х80 МВА (для снятия перегрузки и в связи с физическим износом – срок службы более 20 лет). Завершить реконструкцию планируется в **2014 году**.

ПС 220/10 кВ Владыкино

На ПС установлены два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью по 63 МВА каждый (год изготовления – 1989). Реконструкция ПС предполагается с целью строительства КРУЭ 220 кВ и установкой новых выключателей (в настоящее время уровень токов КЗ превышает отключающую способность установленных выключателей (40 кА)), а также замены установленных трансформаторов на трансформаторы мощностью 2х80 МВА (в связи с физическим износом – срок службы более 20 лет). Завершить реконструкцию планируется в **2015 году**.

ПС 220/110 кВ Центральная

На ПС установлены два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью по 250 МВА каждый (год изготовления – 1997) и два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью по 63 МВА каждый (год изготовления – 1996). Реконструкция ПС предполагается с целью строительства КРУЭ 220 кВ с установкой новых выключателей (в настоящее время уровень токов КЗ превышает отключающую способность установленных выключателей (40 кА)), а также установки силовых трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х80 МВА (для снятия перегрузки АТ-3, АТ-4, Т-1 и Т-2). Завершить реконструкцию планируется в **2015 году**.

ПС 220/110 кВ Чертаново

На ПС установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью по 250 МВА каждый (год изготовления – 2007) и два силовых трансформатора 110/10/10 кВ мощностью по 63 МВА каждый. Реконструкция ПС предполагается с целью замены установленных силовых трансформаторов 110/10/10 кВ на трансформаторы 220/10 кВ мощностью 2х100 МВА (для снятия перегрузки АТ-1,2 и подключения новых потребителей районов Чертаново и Царицыно). Завершить реконструкцию планируется в **2016** году.

ПС 220/110 кВ Сабурово

На ПС установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью по 200 МВА каждый (год изготовления – 1991, 1990). Реконструкция ПС предполагается с целью замены установленных автотрансформаторов на автотрансформаторы мощностью 2х250 МВА (для снятия перегрузки и в связи с физическим износом АТ-1,2 – срок службы более 20 лет). Завершить реконструкцию планируется в **2016** году.

ПС 220/110 кВ Южная

На ПС установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью по 200 МВА каждый (год изготовления – 1984, 1982). Реконструкция ПС предполагается с целью замены установленных автотрансформаторов на автотрансформаторы мощностью 2х250 МВА (для снятия перегрузки и в связи с физическим износом АТ-1,2 – срок службы более 20 лет). Завершить реконструкцию планируется в **2016** году.

ПС 220/110 кВ Луч

На территории Истринского района в д. Новораково расположена ПС 220/110/10 кВ Луч с автотрансформаторами мощностью 2х200 МВА напряжением 220/110/10 кВ и трансформаторами мощностью 2х20 МВА напряжением 110/6 кВ.

ПС присоединена к сети 220 кВ ВЛ 220 кВ Луч – Шмелево (АС-400, 71,93 км) и Луч – Радищево (АС-400, 63,4 км), к сети 110 кВ ВЛ 110 кВ Луч – Пернатово с отп. (АС-150, 11,3 км) и ВЛ 110 кВ Луч – Манихино (АС-150, 13,3 км).

Необходимость реконструкции ПС связана с перегрузкой существующих АТ в послеаварийных режимах работы. Так при аварийном отключении АТ-2 ПС 220 кВ Луч нагрузка оставшегося в работе АТ-1 составляет более 130%.

Реконструкцией предусматривается установка новых автотрансформаторов мощностью 2х200 МВА напряжением 220/110 кВ и трансформаторов мощностью 2х125 МВА напряжением 110/6 кВ. Схема присоединения к сети 110-220 кВ остается без изменений.

Ввод объекта планируется в 2015 году.

ПС 220 кВ Уча

Реконструкция обусловлена моральным и физическим износом оборудования. На ПС предполагается замена двух автотрансформаторов мощностью 125 МВА (1970 г.) каждый на два АТ мощностью 2х250 МВА.

В ОРУ 220 кВ необходимо заменить все существующие выключатели на элегазовые, выполнить установку дополнительной ячейки для включения второй цепи ВЛ 220 кВ ТЭЦ-27 – Уча.

В ОРУ 110 кВ выполняется замена всех выключателей на элегазовые, установка четырех линейных регулировочных трансформаторов мощностью 40 МВА каждый, установка двух дополнительных трансформаторов мощностью 40 МВА каждый напряжением 110/6 кВ.

Завершение реконструкции в 2012 году.

ПС 220 кВ Темпы

Реконструкция обусловлена необходимостью повышения надежности электроснабжения, обеспечению возможности подключения новых потребителей Дмитровского района, а также вводом новой ПС 220 кВ Долино. На ПС Темпы предлагается выполнить замену автотрансформаторов мощностью 125 МВА на АТ мощностью 2х200 МВА, установить два регулировочных трансформатора мощностью 2х40 МВА.

Завершение реконструкции в 2014 году.

ПС 220 кВ Старбеево

Для снятия перегрузок (аварийная загрузка АТ-1 и АТ-2 в зимний максимум составляет 112% и 111%) на ПС Старбеево необходима замена двух автотрансформаторов мощностью 200 МВА каждый на АТ мощностью 2х250 МВА.

Завершение реконструкции в 2014 году.

ПС 220 кВ Хвойная

Для снятия перегрузок (аварийная загрузка АТ-1 и АТ-2 в зимний максимум составляет 121%) на ПС Хвойная необходима замена двух автотрансформаторов мощностью 200 МВА каждый на АТ мощностью 2х250 МВА.

Завершение реконструкции в 2014 году.

ПС 220 кВ Н.Софрино

Реконструкция обусловлена физическим и моральным износом оборудования. На ПС проведена замена трансформаторной группы мощностью 3*30 МВА (год установки 1952 г.) на АТ мощностью 125 МВА. Производится дальнейшая реконструкция РУ 110, 220 кВ с заменой выключателей на элегазовые.

Завершение реконструкции в 2017 году.

ПС 220 кВ Тайнинка

Реконструкция обусловлена необходимостью повышения надежности электроснабжения потребителей Мытищинского района. В настоящее время ПС Тайнинка включена по отпаечной схеме от ВЛ 220 кВ ТЭЦ-27 – Щедрино. На ПС установлен один трансформатор мощностью 32 МВА. Реконструкция предполагает установку двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х63 МВ.А. Присоединение ПС к сети 220 кВ осуществляется по схеме «заход-выход» ВЛ 220 кВ ТЭЦ-27–Щедрино с использованием трассы существующего линейного захода. ОРУ 220 кВ

выполняется по схеме «мостика» с выключателями в цепях линий и трансформаторов.

Завершение реконструкции в 2017 году.

ПС 220 кВ Ока

Реконструкция ПС обусловлена высокой загрузкой сети 110 кВ, превышением аварийно-допустимой нагрузки в ремонтных схемах при нормативных возмущениях (при наложении аварийного отключения АТ-1(2) ПС Бугры на ремонт АТ-3 ПС Ока нагрузка АТ-1(2) ПС Ока составит более 130% на каждого) и позволит повысить надежности и качество электроснабжения потребителей Серпуховского р-на. Предусматривается замена трансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 2х90 МВА на трансформаторы мощностью 2х200 МВА и установка трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х63 МВА. Дата ввода оборудования – **2015 год**.

ПС 220 кВ Бугры

Реконструкция ПС обусловлена износом оборудования (1968-1973 годы вводов трансформаторов в эксплуатацию). Предусматривается замена трех трансформаторов 220/35/6 мощностью 3х40 МВА и двух автотрансформаторов 220/110/10 мощностью 2х125 МВА на новые трансформаторы и автотрансформаторы аналогичного напряжения и мощности. Дата ввода оборудования – **2017 год**.

ПС 220 кВ Кедрово

На ПС установлены три автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью по 125 МВА каждый (год изготовления – 1985, 1968, 1966) и три трансформатора 220/35/10 кВ мощностью по 40 МВА каждый (год изготовления – 1966, 1963, 1969). Предусматривается их замена на новые трансформаторы и автотрансформаторы аналогичного напряжения и мощности. Дата ввода оборудования – **2018 год**.

9.4. Электроснабжение новых потребителей в зоне расширения г. Москвы

Современная Москва при 11 млн. населения занимала около 1,1 тыс. кв.км территорий (110 тыс. гектаров), что в 25 раз меньше других крупных городов мира.

Плотность населения в Москве (свыше 10 588 чел./км²) является одной из самых высоких в мире. Разница в данном показателе с Санкт-Петербургом составляет более чем в 2,5 раза (3 384 чел./км² в 2011).

В соответствии с постановлением Совета Федерации Федерального собрания Российской Федерации от 27.12.2011 № 560-СФ «Об утверждении изменения границы между субъектами Российской Федерации городом федерального значения Москвой и Московской областью» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 1, ст. 17) предполагается включение в состав Москвы 21 муниципального образования, в том числе 2-х городских округов, 19 городских и сельских поселений на юго-западном направлении Московской области, а также

трех участков территории на западе от Москвы. Территория города Москвы будет расширена в 2,39 раза на 148 тысяч гектаров.

В состав столицы войдут значительные части Нарофоминского, Подольского и Ленинского районов Московской области, города Щербинка и Троицк. Города Подольск, Климовск и Апрелевка останутся в составе Московской области. На присоединяемой к г. Москва территории в настоящее время постоянно проживают 250 тыс. человек. Карта г. Москвы в новых границах приведена на рисунке 9.1.

Более 40 тысяч гектар присоединяемой к Москве территории планируется отдать под строительство - административное, деловое, строительство образовательных учреждений и жилья. Потенциал строительства объектов на новой территории площадью 105 млн. кв. м, включая 60 млн. кв. м жилья.

На новых территориях Москвы предполагается размещение федеральных органов государственной власти, органов власти города Москвы, объектов международного финансового центра, научно-образовательных, инновационных и промышленных кластеров.

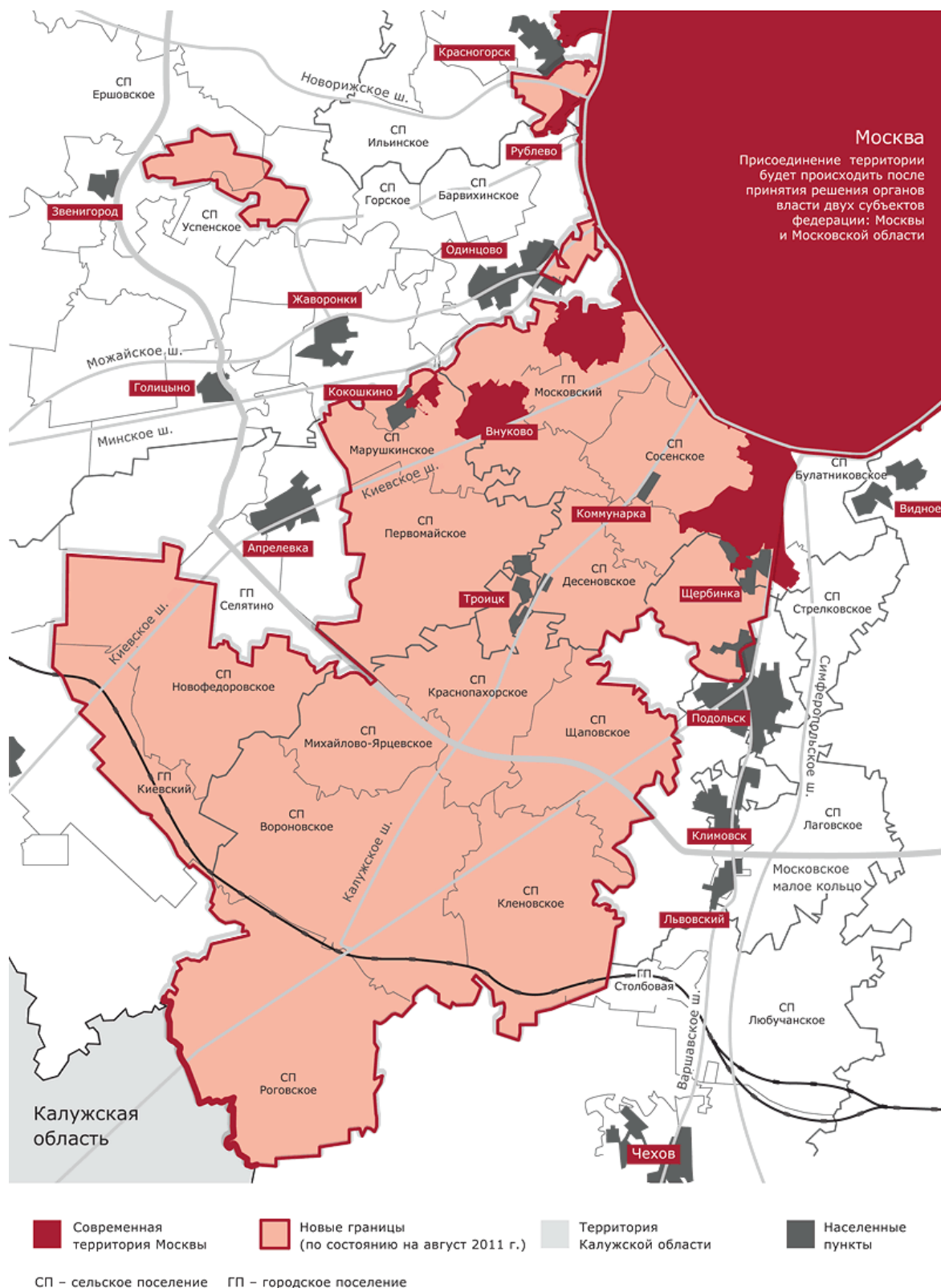


Рисунок 9.1. Карта г. Москвы в новых границах.

9.4.1. Экспертная оценка перспективного спроса на электрическую энергию и уровня потребления мощности по г. Москве с учетом расширения границ города.

С учетом расширения границ г. Москвы определена дополнительная потребность в электрической энергии, которая на данном этапе работы основывается на следующей информации: прирост численности населения в размере 2 млн.чел. и строительство новых площадей в объеме 105 млн.кв.м, в том числе 60 млн.кв.м - на жилищное строительство и 45 – на общественно-деловые здания.

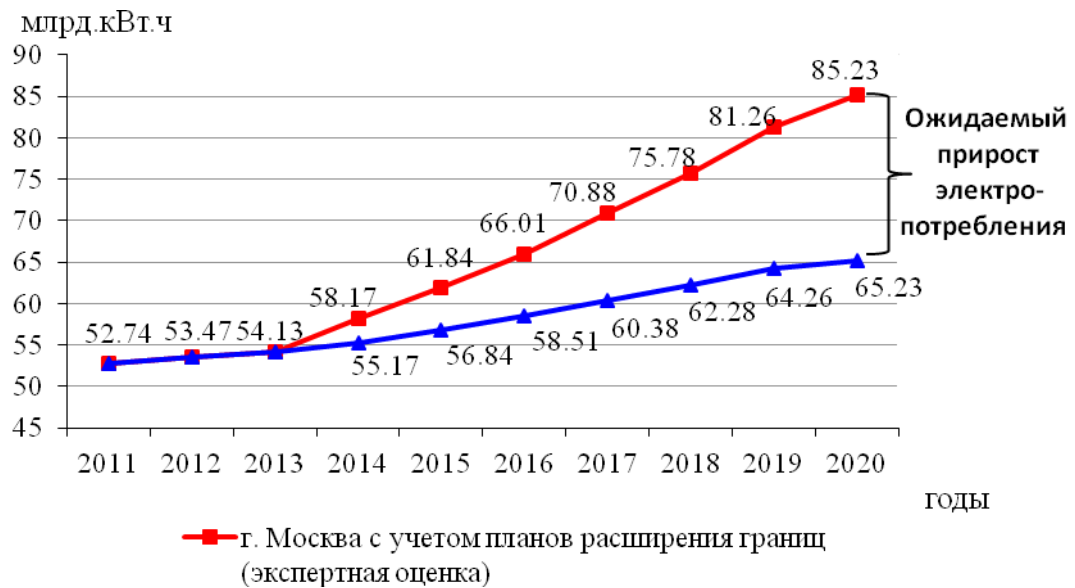


Рисунок 9.2. Динамика спроса на электрическую энергию по г. Москве

Оценка дополнительной потребности в электрической энергии на новые жилые комплексы проведена исходя из того, что основная часть потребления электрической энергии будет приходиться на малоэтажную застройку – коттеджи, таунхаусы. В соответствии со сводом правил по проектированию и монтажу электроустановок жилых и общественных зданий (далее – свод правил) на основании удельных расчетных показателей электрической нагрузки электроприемников жилых зданий с учетом различных схем энергоснабжения в процессе приготовления пищи (природный газ, сжиженный газ, электроплиты) дополнительная потребность в электрической энергии может составить 8–10 млрд.кВт.ч. Это соответствует удельному расходу электроэнергии в расчете на одного жителя в объеме 4–5 тыс.кВт.ч. в год, что находится на современном уровне развитых стран (США, Канада, Швеция и др.).

Дополнительная потребность в электрической энергии на нужды учреждений управления, здравоохранения, образования, торговли и прочих предприятий сферы услуг также определена в соответствии со сводом правил и может быть оценена в объеме 9-10 млрд.кВт.ч. Кроме того, возведение новых жилых массивов повлечет строительство небольших предприятий пищевой промышленности (хлебопекарни,

молочные заводы и др.). Согласно оценке в целом дополнительная потребность в электрической энергии по г. Москве может достичь 20 млрд. кВт.ч.

В связи с отсутствием концепции развития присоединяемой территории г. Москвы и генерального плана развития этой территории экспертная оценка величины потребления мощности новой территории г. Москвы проводилась по укрупненным удельным расчетным показателям в соответствии с Инструкцией по проектированию городских электрических сетей (далее - Инструкция).

Согласно Инструкции расчет электрических нагрузок жилых зданий и коттеджей на перспективу проведен исходя из следующих условий:

- средняя семья состоит из 3,1 чел.;
- общая площадь на семью 150-600 кв. м;
- установленная мощность энергоприемников (с учетом электрических плит и саун) до 60 кВт.

Расчетная электрическая нагрузка жилых зданий микрорайона, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП, определялась по формуле:

$$P_{\text{р.мр.}} = P_{\text{р.ж.зд.уд.}} \cdot S \cdot 10^3,$$

где $P_{\text{р.ж.зд.уд.}}$ – удельная расчетная нагрузка жилых зданий, Вт/м² (20,8 Вт/м²);

S – общая площадь жилых зданий микрорайона, м².

При допущении, что вся жилая застройка рассматривается как единый микрорайон, расчетная нагрузка жилых зданий микрорайона с учетом повышающих коэффициентов на увеличенную площадь проживания семьи и транспортную инфраструктуру на электрической тяге оценивается в 2100 МВт, что корреспондируется с результатами экспертных оценок коммунально-бытовой нагрузки, полученных другими методами (например, через величину удельного потребления электроэнергии на человека в год). В данной величине учтены нагрузки насосов систем отопления, горячего снабжения и подкачки воды, установленных в центральном тепловом пункте (ЦТП), или индивидуальных в каждом здании, лифтов и наружного освещения территории микрорайона.

Определение расчетной нагрузки офисной зоны проводилось на основании данных об удельном электропотреблении в соответствии с Инструкцией при планируемом вводе 45 млн. м². Удельная расчетная электрическая нагрузка «здания или помещения учреждений управления, проектных и конструкторских организаций, кредитно-финансовых учреждений и предприятий связи с кондиционированием воздуха принималась равной 0,054 кВт/м². Следовательно, нагрузка офисных помещений, исходя из планируемой общей площади таких помещений, может составить ориентировочно до 2400 МВт.

Итого, прирост электрической нагрузки, связанной с расширением территории г. Москвы, составит порядка 4500 МВт на шинах 0,4 кВ без учета коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Таким образом, электрическая нагрузка г. Москвы с учетом расширения ее территории может составить 16280 МВт.

На рис. 9.3 представлен прогнозируемый рост максимума потребления мощности г. Москвы.

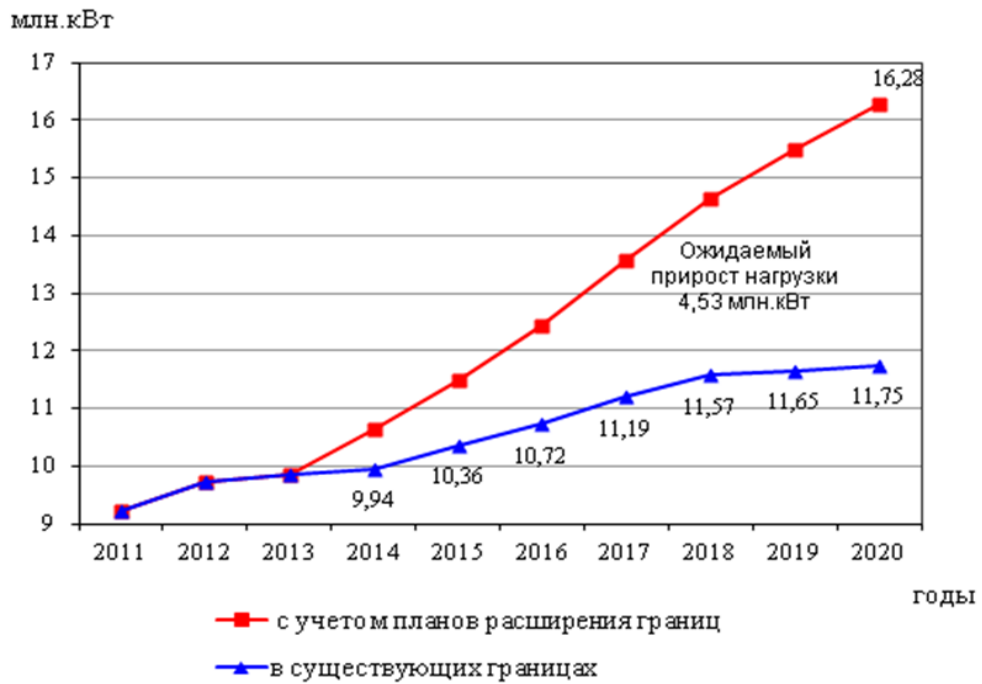


Рисунок 9.3. Динамика максимумов потребления г. Москвы

В целом по энергосистеме Московского региона с учетом расширения ожидается рост максимальных электрических нагрузок до 26630 МВт при среднемноголетней температуре наружного воздуха в период прохождения годовых максимальных нагрузок.

На рисунке 9.4 представлен прогнозируемый рост максимумов нагрузки Московской энергосистемы в существующих и с учетом расширения границ г. Москвы, а также предлагаемое ранее развитие собственных генерирующих мощностей региона для базового варианта электропотребления.

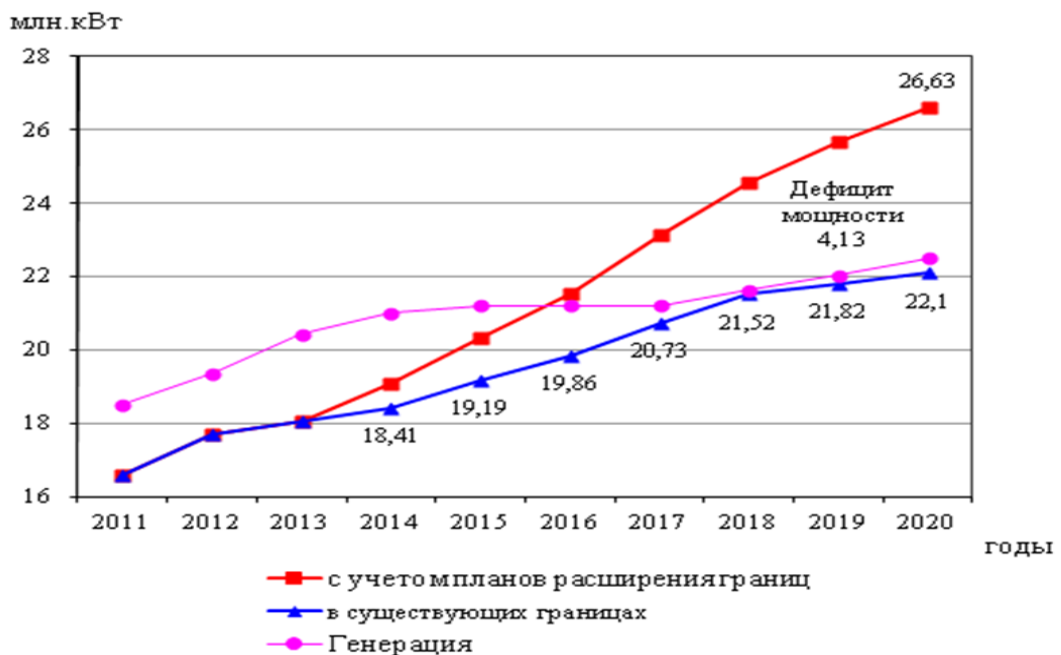


Рисунок 9.4 Динамика максимумов потребления г. Москвы и Московской области, а также развитие собственных генерирующих мощностей Московской энергосистемы

Как видно из рисунка 9.4, собственный дефицит генерирующих мощностей Московской энергосистемы для обеспечения электроснабжения новых территорий г. Москвы может превысить 4 ГВт.

9.4.2. Предложения по обеспечению электроснабжения новых потребителей в зоне расширения г. Москвы

Расширение территории г. Москвы потребует пересмотра программ развития генерирующих мощностей и электросетевых объектов г. Москвы с учетом повышенных требований к надежности электроснабжения потребителей.

Для обеспечения электро- и теплоснабжения новых потребителей г. Москвы на новых территориях потребуется сооружение распределенной когенерации - электростанций средней и малой мощности суммарной мощностью до 1500 МВт. Суммарная потребность в мощности электростанций принималась исходя из величины пропускной способности внешних связей Московской энергосистемы на уровне 2020 г. не менее 5000 МВт. Из них порядка 2000 МВт может быть получено из ОЭС Центра по электрическим связям г. Москвы и Московской области в старых границах.

Для покрытия остальной части нагрузки (более 3000 МВт) необходимо сооружение новых опорных ПС и ЛЭП 500 кВ.

Усиление внешних связей Московской энергосистемы для обеспечения передачи мощности из ОЭС Центра в размере не менее 5000 МВт предусматривает:

- строительство 2-й ВЛ 500 кВ Грибово-Дорохово (предусмотрено ТУ на присоединение блока №4 Калининской АЭС в период до 2015 г.);
- сооружение ПС 500 (750) кВ Обнинск и не менее 2-х связей 500 кВ с Московской энергосистемой, что позволит передать в Московский регион мощность Смоленской АЭС;
- сооружение в южной части второго Московского кольца 500 кВ – ЛЭП 500 кВ Дорохово – Панино (предусмотрено ТУ на присоединение блока № 4 Калининской АЭС в период до 2015 г.).

Для передачи мощности потребителю потребуется дополнительное сооружение ПС 500 кВ и развитие электрических сетей 220 и 20 кВ в привязке к разрабатываемой московскими властями концепции градостроительного развития столичного региона.

Формирование связи с существующими электрическими сетями Московской энергосистемы будет определяться с учетом необходимости предотвращения роста токов к.з. как в существующей сети Московской энергосистемы, так и во вновь сооружаемой.

9.4.3. Развитие электрических сетей

Развитие электрической сети 500 кВ:

- сооружение южной части второго Московского кольца 500 кВ - ВЛ 500 кВ Дорохово – Панино (предусмотрено ТУ на присоединение блока №4 Калининской АЭС в период до 2015 г.);

- создание центров питания 500/220 кВ и ПС глубокого ввода 500/220/20 кВ.

Для покрытия нагрузки 3000 МВт необходимо сооружение минимум 4-х ПС 500 кВ:

- сооружение ПС 500 кВ Софьино (ранее рассматривалось для питания Города 101 при полном его развитии и близлежащих районов) с установкой 4хАТ 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый с заходами ВЛ 500 кВ Дорохово-Панино и ВЛ 500 кВ от ПС 500 (750) кВ Обнинск;
- сооружение ПС 500 кВ Могутово с установкой 4хАТ 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый с заходами ВЛ 500 кВ Дорохово-Панино и ВЛ 500 кВ от ПС 500 (750) кВ Обнинск;
- строительство ПП 500 кВ Бугры и ПС 500 кВ глубокого ввода в районе г.Климовск с установкой 2хАТ 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый;
- строительство ПП 500 кВ Кресты и ПС 500 кВ глубокого ввода в районе н.п.Никольское.

На участке Могутово-Кресты-ПП Бугры–Подольск-Панино предполагается сооружение второй ВЛ 500 кВ до ПС 500 кВ Панино.

Сооружение описанных объектов 500 кВ позволит обеспечить надежное электроснабжение нагрузки потребителей в объеме 3000 МВт при наиболее тяжелых возмущениях:

- потеря ПС (включая полную потерю всех РУ);
- потеря сечения ВЛ (многоцепная опора, ЛЭП в одном коридоре).

Развитие электрической сети 220 и 20 кВ

- создание центров питания 220/20 кВ:
 - с учетом установки на каждой ПС 220/20 кВ трансформаторов 4х100 МВА и их допустимой загрузки в нормальном режиме максимально на 80%, а также условия, что выдача мощности электростанций должна производиться как на напряжении 20 кВ (70%), так и на напряжении 220 кВ, предполагается сооружение 12-15 ПС 220 кВ.
 - ПС 220/20 кВ предполагается связать с ПС 500 кВ двухцепными КЛ 220 кВ. Связи 220 кВ между ПС 220/20 кВ должны формироваться на основании расчетов из условий обеспечения надежности электроснабжения потребителей и ограничения токов к.з.
- развитие электрической сети 20 кВ будет основываться на следующих принципах:
 - На каждой ПС 220 кВ предусматривается 64 фидера 20 кВ;
 - Максимальная длина КЛ 20 кВ составляет 15 км;
 - Для обеспечения нагрузки потребителя необходимо сооружение 180 РП 20 кВ;
 - Предполагается обеспечение резервирования потребителей на напряжении 20 кВ.

При росте нагрузки новой территории г. Москвы свыше 5000 МВт можно рассматривать дополнительное строительство генерирующих и электросетевых объектов, в том числе:

- заходы ВЛ 500 кВ (в габ. 750 кВ) Калужская – Ожерелье с сооружением ПС глубокого ввода 500 кВ;
- сооружение дополнительной генерирующей мощности в южной части ОЭС Центра;
- установка нагрузочных трансформаторов 220/20 кВ на опорных ПС 500 кВ.

На рисунке 9.5 приведена карта-схема электрических сетей 220 кВ и выше расширяемой территории г. Москвы.

Ориентировочный перечень электросетевых объектов для обеспечения электроснабжения потребителей расширяемой части г. Москвы приведен в таблице 9.1.

Уточнения предполагаемых объемов строительства объектов электроэнергетики в зоне расширения территории г. Москвы будут внесены после формирования актуализированного генерального плана развития г. Москвы с учетом расширения территории города.

Таблица 9.1. Состав объектов схемы электроснабжения новой территории г. Москвы

Наименование объекта	Параметры объекта
ВЛ 500 кВ Могутово-Кресты-ПП Бугры–Подольск-Панино	180 км
ВЛ 500 кВ Обнинск-Софьино	110 км
ВЛ 500 кВ Обнинск-Могутово	90 км
ПС 500/220 кВ Софьино (в закрытом исполнении)	4x501 МВА
ПС 500/220/20 кВ Климовск (в закрытом исполнении)	2x501 МВА 2x100 МВА
ПС 500/220 кВ Подольск (в закрытом исполнении)	4x501 МВА
ПС 500/220/20 кВ Никольское (в закрытом исполнении)	2x501 МВА 2x100 МВА
ПС 500/220 кВ Могутово (в закрытом исполнении)	2x501 МВА
ПП 500 кВ Бугры	
КЛ 500 кВ Бугры – Климовск (2 цепи)	2x20 км
ПП 500 кВ Кресты	
КЛ 500 кВ Кресты – Никольское (2 цепи)	2x20 км
12 ПС 220/20 кВ КЛ 220 кВ	4x100 МВА 2x150 км

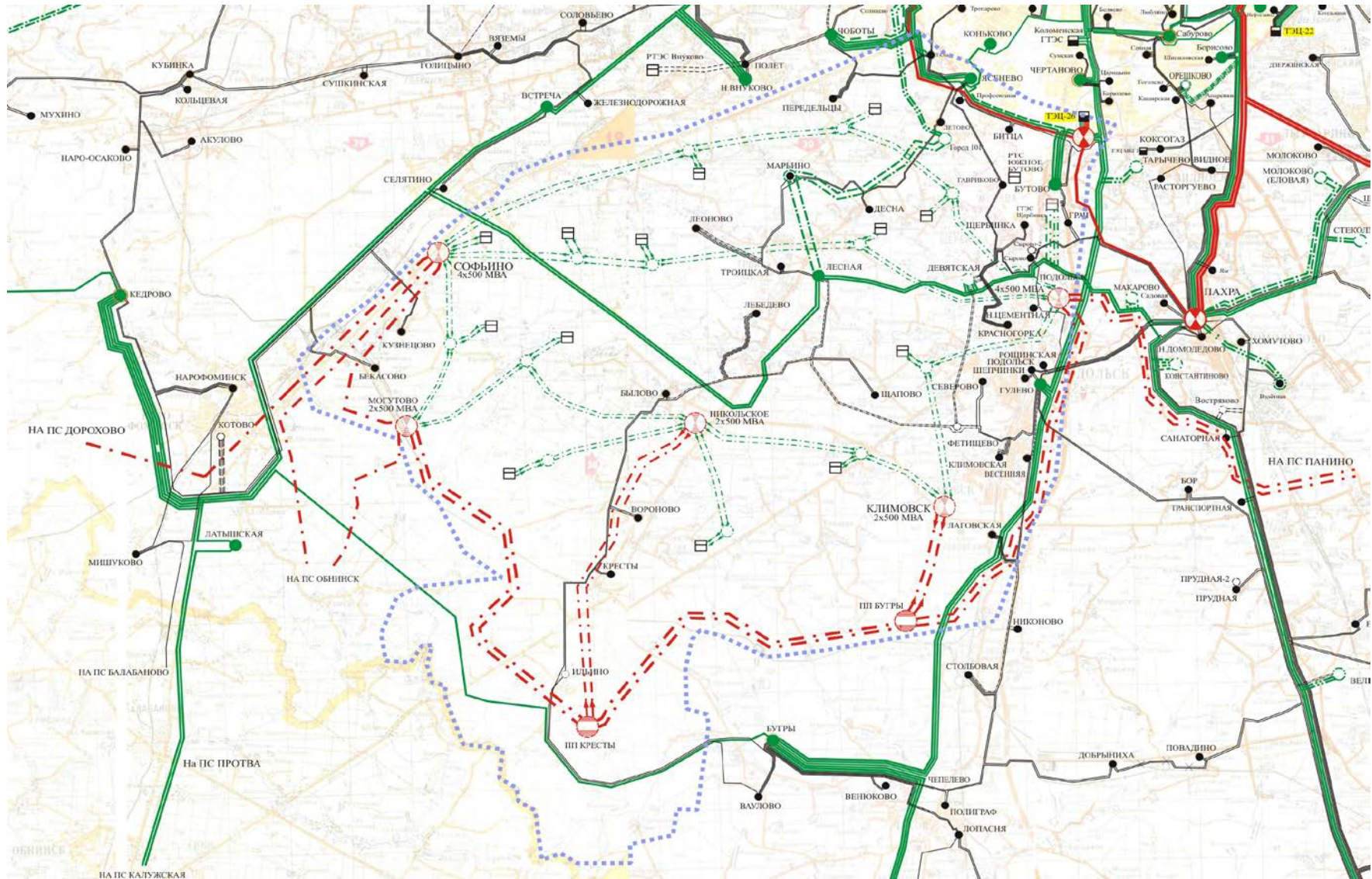


Рисунок 9.5. Карта-схема электрических сетей 220 кВ и выше для электроснабжения новой территории г. Москвы

10. Требования к развитию средств диспетчерского и технологического управления, систем противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики

10.1. Принятые сокращения

АЛАР	автоматическая ликвидация асинхронного режима
АОПН	автоматическое ограничение повышения напряжения
АОПО	автоматическое ограничение перегрузки оборудования
АОПЧ	автоматическое ограничение повышения частоты
АОСН	автоматическое ограничение снижения напряжения
АОСЧ	автоматическое ограничение снижения частоты
АПВ	автоматическое повторное включение
АПНУ	автоматическое предотвращение нарушения устойчивости
АРВ	автоматический регулятор возбуждения
АРПМ	автоматика разгрузки при перегрузке по активной мощности
АРЧМ	автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности
АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическими процессами объектов электроэнергетики
АТ	автотрансформатор
АТС	автоматическая телефонная станция
АЧР	автоматика частотной разгрузки
ВОЛС	волоконно-оптическая линия связи
ДЗЛ	дифференциальная защита линии
ДЗШ	дифференциальная защита сборных шин
ДС	деление энергосистемы
ДРТ	длительная разгрузка турбин энергоблоков
ДФЗ	дифференциально-фазная защита
ЗНР	защита от неполнофазного режима
КЗ	короткое замыкание
КЛС	кабельная линия связи
КРТ	кратковременная разгрузка турбин энергоблоков
КПР	контроль предшествующего режима
ЛАПНУ	локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости
ЛЭП	линия электропередачи
ОАПВ	однофазное автоматическое повторное включение
ОГ	отключение генераторов
ОН	отключение нагрузки
ПА	противоаварийная автоматика
РА	режимная автоматика
РЗА	релейная защита и автоматика
СВ	секционный выключатель

СМНР	система мониторинга переходных режимов в энергосистеме
ССПИ	система сбора и передачи информации
ТАПВ	трехфазное автоматическое повторное включение
ТМ	телеметрическая информация
ТН	трансформатор напряжения
ТТ	трансформатор тока
УВ	управляющее воздействие
УПАСК	устройство передачи аварийных сигналов и команд
УРОВ	устройство резервирования отказа выключателей
ФОБ	фиксация отключения блока
ФОЛ	фиксация отключения линии
ФОТ	фиксация отключения трансформатора
ЦС АРЧМ	централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности
ЦСПА	централизованная система противоаварийной автоматики
ЧАПВ	частотное автоматическое повторное включение
ШР	шунтирующий реактор
ШСВ	шиносоединительный выключатель

10.2. При строительстве, реконструкции объектов электроэнергетики, предусмотренных схемой и программой развития ЕЭС России, необходимо обеспечить:

- наблюдаемость и управляемость режимов работы объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства;
- повышение надежности функционирования ЕЭС России путем создания (модернизации) систем противоаварийного и режимного управления.

10.3. Для повышения наблюдаемости и управляемости электрических станций, объектов, отнесенных к Единой национальной (общероссийской) электрической сети и распределительной электрической сети, генерирующими компаниями, ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК» и другими субъектами электроэнергетики планируется и реализуется модернизация ССПИ на объектах электроэнергетики.

По предварительным расчетам темпы модернизации в указанных энергетических компаниях в 2011 году составили (в % за год от общего количества объектов электроэнергетики на которых находятся объекты диспетчеризации):

генерирующие компании	– 4,5 %;
ОАО «ФСК ЕЭС»	– 5,8 %;
ДЗО ОАО «Холдинг МРСК»	– 7,6 %;
ОАО «РЖД»	– 0,4 %;
другие крупные сетевые компании	– 4,0 %.

При условии сохранения существующих темпов модернизации в энергетических компаниях к 2016 году будет завершена модернизация ССПИ объектов электроэнергетики только генерирующих компаний. Однако, при высоком уровне модернизации ССПИ объектов генерирующих компаний – участников оптового рынка электроэнергии и мощности (84,0%) на электростанциях ОАО «ТГК-1» модернизация ССПИ выполнена только на 20,8%, до настоящего времени указанный процесс не завершён на 39 электростанциях данной компании, в том числе на следующих электростанциях с установленной мощностью свыше 100 МВт:

Кривопорожская ГЭС	–	180 МВт;
Петрозаводская ТЭЦ	–	280 МВт;
Апатитская ТЭЦ	–	323 МВт;
ГЭС-15 (каскада Серебрянских ГЭС)	–	201 МВт;
ГЭС-16 (каскада Серебрянских ГЭС)	–	156 МВт;
Верхнетериберская ГЭС-18 (каскада Серебрянских ГЭС)	–	130 МВт;
Князегубская ГЭС-11 (каскада Нивских ГЭС)	–	152 МВт;
Нива ГЭС-3 (каскада Нивских ГЭС)	–	155,5 МВт;
Верхне-Свирская ГЭС-12	–	160 МВт;
Нарвская ГЭС (ГЭС-13)	–	124,8 МВт;
Первомайская ТЭЦ (ТЭЦ-14)	–	454 МВт;
Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)	–	500 МВт;
Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15)	–	321 МВт;
Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17)	–	278 МВт;
Дубровская ТЭЦ (ТЭЦ-8)	–	192 МВт.

Модернизация ССПИ предусматривается инвестиционными программами генерирующих компаний, ОАО «ФСК ЕЭС», сетевых организаций, являющихся дочерними и зависимыми обществами ОАО «Холдинг МРСК» (далее – ДЗО ОАО «Холдинг МРСК») и других субъектов электроэнергетики. Технические требования к модернизируемым ССПИ и объёмы подлежащей передаче в диспетчерские центры информации по объектам электроэнергетики, имеющим в своём составе объекты диспетчеризации, согласовываются с ОАО «СО ЕЭС».

Следует отметить, что модернизация ССПИ в генерирующих компаниях, ОАО «ФСК ЕЭС», ДЗО ОАО «Холдинг МРСК» и ряде других сетевых компаний осуществляется по многолетним программам. В ОАО «РЖД» целесообразно разработать аналогичную программу в целях повышения темпов модернизации.

10.4. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2012-2018 годах планируется реализация следующих проектов по развитию противоаварийной автоматики:

- ввод в промышленную эксплуатацию ЦСПА ОЭС Сибири, срок – 2012 год;

- ввод в промышленную эксплуатацию ЦСПА ОЭС Востока, срок – 2013 год;
- создание ЦСПА ОЭС Северо-Запада, срок – 2015 год;
- создание низовых устройств ЦСПА ОЭС Юга на ПС 500 кВ Тихорецк, срок – 2012 год, ПС 500 кВ Шахты, срок – 2013 год и ПС 500 кВ Чирюрт, срок – 2014 год;
- модернизация ЦПА ПС Итатская и её подключение в качестве низового устройства к ЦСПА ОЭС Сибири, срок – 2012 год, модернизация ЛАПНУ на ПС Калино, срок – 2012 год, модернизация ЛАПНУ ПС Тагил, срок – 2012 год, модернизация ЛАПНУ Калининской АЭС – 2012 год, создание ЛАПНУ ПС Камала, срок – 2013 год, создание ЛАПНУ ПС Озерная, срок – 2013 год, создание ЛАПНУ Богучанской ГЭС, срок – 2013 год.

10.5. На объектах электроэнергетики электрической сети 110-220 кВ в части ПА в период времени до 2018 года планируется выполнение следующих работ:

- реализация технических решений технико-экономических обоснований (далее – ТЭО) (проектов):
 - реконструкция противоаварийной автоматики в операционных зонах филиалов ОАО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ, РДУ Татарстана, Тюменское РДУ, Смоленское РДУ, Ростовское РДУ, Алтайское РДУ, Новосибирское РДУ, Коми РДУ, Волгоградское РДУ, Астраханское РДУ, Самарское РДУ, Вологодское РДУ, Ленинградское РДУ, Ярославское РДУ, Приморское РДУ, а также реконструкция противоаварийной автоматики в Юго-Западном и Сочинском энергорайонах Кубанской энергосистемы;
 - развитие противоаварийной автоматики на транзите Иркутск-Бурятия-Чита в Южной и Северной частях Бурятской и Забайкальской энергосистем;
 - разработка и реализация проектов реконструкции противоаварийной автоматики в операционных зонах филиалов ОАО «СО ЕЭС»: Амурское РДУ, Курское РДУ, Красноярское РДУ, Архангельское РДУ, Кубанское РДУ, Саратовское РДУ, Удмуртское РДУ.

10.6. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2012-2018 годах планируется реализация проектов по развитию централизованных систем регулирования режима энергосистем по частоте и перетокам активной мощности (таблица 10.1):

- развитие систем АРЧМ в Европейской части ЕЭС России с подключением ГЭС установленной мощностью более 100 МВт и энергоблоков ТЭС;
- выполнение мероприятий, обеспечивающих согласованную работу систем АРЧМ и автоматики управления мощностью ГЭС.

Таблица 10.1. Реализация проектов по развитию ЦС АРЧМ

№ №	Наименование ГЭС для участия в АВРЧМ	Установленная мощность, МВт	Срок готовности ГРАМ, год	Срок готовности ГА (первого/ последнего)	Система АРЧМ для подключения ГЭС
1	Бурейская ГЭС	2010	30.10.2013	30.12.2012 (все)	ЦС АРЧМ ОЭС Востока
2	Новосибирская ГЭС	455	30.09.2012	31.08.2012/ 30.04.2014	ЦС АРЧМ ОЭС Сибири
3	Саяно-Шушенская ГЭС	6400	01.09.2012	30.12.2011/ 01.10.2014	
4	Воткинская ГЭС	1020	20.08.2012	20.08.2012 (все ГА)	
5	Камская ГЭС	522	31.12.2013	31.10.2011/ 31.12.2017	ЦС АРЧМ ОЭС Урала
6	Нижегородская ГЭС	520	в опытной эксплуатации с 2011 года	25.12.2013/ 25.12.2016	
7	Саратовская ГЭС	1360	31.08.2012	31.12.2011/ 31.12.2016	
8	Чебоксарская ГЭС	1370	в опытной эксплуатации с 2011 года	30.10.2011/ 30.10.2014	
9	Рыбинская ГЭС	346,4	30.04.2012	31.10.2012/ 31.12.2019	
10	Угличская ГЭС	110	30.04.2012	30.04.2012/ 31.12.2016	ЦС АРЧМ ОЭС Юга
11	Волжская ГЭС	2582,5	31.08.2012	31.08.2012/ 30.09.2014	
12	Чиркейская ГЭС	1000	30.10.2013	30.06.2013/ 31.12.2014	
13	Миатлинская ГЭС	220	30.10.2014	30.09.2013/ 30.09.2014	
14	Зеленчукская ГЭС	160	31.07.2012	30.04.2012	
15	Ирганайская ГЭС	400	31.03.2012	31.10.2011/ 30.11.2011	
16	ГЭС-2 Каск. Кубанских ГЭС	184	01.09.2012	01.07.2012 (все)	

10.7. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2012-2018 годах в рамках развития СМПР планируется:

- создание программно-технических комплексов СМПР в ОАО «Концерн «Росэнергоатом» (Ленинградская АЭС, Кольская АЭС, Калининская АЭС, Смоленская АЭС, Курская АЭС, Ростовская АЭС, Нововоронежская АЭС, Белоярская АЭС), Краснодарской ТЭЦ, ПС 500 кВ Бугульма, ПС 500 кВ Кубанская;
- расширение существующих комплексов СМПР на Сургутской ГРЭС-2, ПС 1150 кВ Алтай, Саяно-Шушенской ГЭС.

10.8. При создании (модернизации) РЗА, ССПИ и технологической связи, в том числе, осуществляемом при строительстве (реконструкции) объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, включенных в настоящий документ, рекомендуется выполнение следующих требований:

10.8.1. Требования по оснащению устройствами релейной защиты и сетевой автоматики ЛЭП 110 кВ и выше.

На каждой питающей стороне ЛЭП 110 - 220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, должны устанавливаться основная и резервная защита. При этом в качестве основной защиты должна предусматриваться защита от всех видов КЗ с абсолютной селективностью.

Две основные защиты необходимо предусматривать ЛЭП 110-220 кВ в следующих случаях:

- время отключения КЗ на линии при отсутствии основной защиты не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости генерирующего оборудования или нагрузки потребителей;
- дальнейшее резервирование при КЗ на линии не обеспечивается;
- линия является кабельной или кабельно-воздушной.

На каждой стороне ЛЭП 330 кВ и выше должно устанавливаться не менее двух основных защит.

На каждой стороне ЛЭП три основные защиты должны устанавливаться:

- на ЛЭП 330 кВ и выше, отходящих от АЭС;
- на ЛЭП 330 кВ и выше, при КЗ на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования;
- на ЛЭП 330 кВ и выше, при КЗ на которых и отказе быстродействующих защит отключение КЗ с выдержкой времени ступенчатыми защитами приводит к нарушению устойчивости.

Для каждой основной защиты ЛЭП 110 кВ и выше должен выделяться канал связи независимый от каналов связи других аналогичных защит.

На каждой ЛЭП 110 кВ и выше, за исключением кабельных ЛЭП, должно предусматриваться трехфазное автоматическое повторное включение.

На ЛЭП 330 кВ и выше должно предусматриваться ОАПВ. Применение ОАПВ на ЛЭП 220 кВ должно быть обосновано.

ТАПВ должно обеспечивать возможность однократного опробования ЛЭП напряжением и синхронного включения под нагрузку. Для ЛЭП 110-220 кВ обеспечение синхронного включения предусматривается в обязательном порядке

для ЛЭП, отходящих от электростанций, на остальных ЛЭП - при обосновании необходимости такого включения.

На линиях, при включении которых возможно объединение частей разделившейся энергосистемы должны предусматриваться устройства улавливания синхронизма. Эти устройства должны использоваться для АПВ УС и для ручного включения с улавливанием синхронизма.

Устройство АПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

10.8.2. Требования по оснащению устройствами релейной защиты автотрансформаторов и трансформаторов 220 кВ и выше.

На АТ и Т должны устанавливаться защиты от внутренних, внешних КЗ и недопустимых режимов работы.

Два комплекта дифференциальных защит должно устанавливаться на АТ (Т) 330 кВ и выше, на АТ 220 кВ мощностью 160 МВА и более, а также на АТ(Т) любой мощности, если отключение КЗ на любой его стороне при отсутствии дифференциальной защиты не обеспечивается действием защит дальнего резервирования или время отключения такого КЗ резервными защитами или защитами дальнего резервирования приводит к повреждению изоляции обмоток автотрансформатора.

На АТ 220 кВ выше резервные защиты от всех видов КЗ должны устанавливаться на каждой стороне автотрансформатора.

На ошиновке 330 кВ АТ (Т) и выше должно предусматриваться две основные защиты.

10.8.3. Требования по оснащению устройствами релейной защиты ШР, управляемых шунтирующих реакторов (УШР) 330 кВ и выше.

На ШР, УШР должны устанавливаться защиты от внутренних КЗ и недопустимых режимов работы.

На ШР, УШР должны предусматриваться два комплекта быстродействующих защит от внутренних повреждений. В составе каждого комплекта должна быть продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита. На УШР, в зависимости от его типа, кроме указанных защит должны устанавливаться защиты: обмотки управления, полупроводниковых преобразователей, компенсационной обмотки, промежуточного и заземляющего трансформаторов.

Защита ШР, УШР, подключенных к ЛЭП без выключателя, должна действовать на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом АПВ.

10.8.4. Требования по оснащению устройствами релейной защиты и сетевой автоматики систем шин 110 кВ и выше.

Для каждой системы (секции) шин 110-220 кВ должна предусматриваться отдельная дифференциальная защита шин (ДЗШ).

Два комплекта защиты шин должны устанавливаться в следующих случаях:

- по условию сохранения устойчивости нагрузки, обеспечения надёжной работы электростанций, а также предотвращения нарушения технологии особо

ответственных производств или при наличии на системе (секции) шин 110–220 кВ более 10 присоединений;

- на шинах комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

- на каждой системе (секции) шин 330 кВ и выше.

Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ должна выполняться по схеме с фиксированным распределением присоединений. При этом в ДЗШ и УРОВ должна предусматриваться возможность изменения фиксации оперативных цепей и цепей тока при перефиксации присоединения (-ий) с одной системы шин на другую.

Выключатели присоединения должны входить в зону ДЗШ.

При наличии ТТ с двух сторон выключателя, выключатель должен входить в зону действия ДЗШ и защиты присоединения.

Должна быть предусмотрена возможность выполнения АПВ шин.

10.8.5. УРОВ 110 кВ и выше.

УРОВ 110-220 кВ может выполняться как одно устройство на систему шин, секцию, распределительное устройство (централизованный УРОВ) или отдельно для каждого выключателя (индивидуальный УРОВ).

В УРОВ 110÷220 кВ следует предусматривать возможность изменения фиксации цепей при переводе присоединения с одной системы шин на другую.

УРОВ 330-750 кВ должен предусматриваться отдельно для каждого выключателя (индивидуальный УРОВ).

10.8.6. Требования к каналам передачи сигналов и команд РЗА.

В каждом направлении передачи информации ПА и РА должно быть организовано не менее двух независимых цифровых каналов связи. Полоса пропускания каждого цифрового канала должна обеспечивать передачу всего объема информации (телеметрической информации, сигналов и команд управления).

Каждый комплект устройств РЗ, реализующих функцию основной защиты ЛЭП, должен работать по выделенному каналу связи, независимому от каналов связи других комплектов защит той же ЛЭП.

Организация цифровых каналов связи для устройств, реализующих функции основных защит ЛЭП, должна исключать возможность одновременного отказа защит смежных ЛЭП.

При применении устройств РЗ, предусматривающих дублированный режим передачи сигналов, необходима организация двух независимых каналов связи.

Команды РЗ ЛЭП могут передаваться в канале совместно с командами ПА.

Для передачи сигналов и команд РЗА должны использоваться каналы только технологической сети связи субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, за исключением каналов, арендованных у операторов связи.

В каналах ВЧ связи, организованных по фазным проводам и грозотросам ВЛ, допускается совмещение передачи сигналов и команд РЗА, технологической телефонной связи и телеметрической информации, если это предусмотрено конструктивным исполнением аппаратуры (комбинированная аппаратура).

Технологическая связь и ТМ не должна оказывать влияние на надежность и скорость передачи сигналов и команд РЗ и ПА. Комбинированная аппаратура ВЧ связи по ЛЭП должна обеспечивать приоритетную передачу сигналов и команд РЗА.

Не допускается передача сигналов ВЧ защит ВЛ по ВЧ каналам, организованным по грозотросам.

Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации с объектов электроэнергетики:

- в комплексы ПА и РА не должно превышать 1 секунды без учета времени обработки данных в комплексах ПА, РА;
- общее время передачи команды телеуправления до начала ее исполнения не должно превышать 5 секунд.

Аппаратура каналов передачи сигналов и команд РЗ, ПА должна:

- исключать возможность формирования ложных сигналов и команд при всех видах помех (в том числе при коммутациях в сети выключателями и разъединителями), при производстве работ на смежных каналах РЗ, ПА или их повреждениях;

- обеспечивать автоматический контроль исправности каналов связи РЗА. При неисправности канала связи должна обеспечиваться автоматическая блокировка устройств РЗА, если эта неисправность может привести к неправильным действиям устройств РЗА, с возможностью автоматической и/или ручной деблокировки, а так же формирование сигнала неисправности канала соответствующих устройств РЗА. Время передачи сигналов и команд РЗА по каналам связи:

- организованным по ВОЛС, КЛС и РРЛ – не более 10 мс;
- организованным по каналам ВЧ связи на одной ЛЭП – не более 25 мс.

Время передачи команд телеуправления между управляющим вычислительным комплексом центрального устройства(УВК ЦС (ЦКС)) АРЧМ и системой автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) энергоблока ТЭС или системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ) ГЭС не должно превышать 1 секунды.

Должен быть обеспечен коэффициент готовности:

- одного цифрового канала связи для передачи сигналов и команд РЗА не ниже 0,99 в год, обобщенный коэффициент готовности системы связи для РЗА, состоящей из двух независимых каналов - не ниже 0,9999 в год;
- одного канала ВЧ связи на одной ВЛ для передачи сигналов и команд РЗА не ниже 0,99 в год. Вероятность ложного действия аппаратуры для передачи сигналов и команд РЗА должна составлять не более 10^{-6} , вероятность пропуска команды не должна превышать 10^{-4} .

Между программно-техническим комплексом (ПТК) верхнего уровня ЦСПА и каждым из низовых устройств ЦСПА для передачи таблиц управляющего воздействия (УВ) и иной технологической информации должны быть организованы два независимых цифровых канала связи с дублированным режимом передачи информации. Пропускная способность указанных каналов связи должна определяться проектом и составлять не менее 128 кБит/с.

10.8.7. Требования по оснащению объектов электроэнергетики устройствами

ПА и РА.

На ЛЭП 330 кВ и выше должны устанавливаться устройства ФОЛ (с каждой стороны ЛЭП), УПАСК. На ЛЭП 110 - 220 кВ необходимость установки устройств ФОЛ и УПАСК определяется проектными решениями.

Устройства АОПН должны устанавливаться на всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше длиной не менее 200 км с каждой стороны ЛЭП. Необходимость и места установки устройств АОПН на ЛЭП напряжением 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП напряжением 330 кВ и ниже должна определяться проектными решениями.

На всех ЛЭП 500 кВ и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП. На всех связях напряжением 110-330 кВ, по которым возможен асинхронный режим, устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны связи.

На ЛЭП при необходимости (определяется проектными решениями) должны устанавливаться устройства КПП, АРПМ, АОПО, АЛАР неполнофазного режима.

На АТ при необходимости (определяется проектными решениями) должны устанавливаться устройства ФОТ, КПП, АОПО.

На энергоблоках ТЭС и АЭС номинальной мощностью 500 МВт и более должны быть предусмотрены КРТ, ДРТ, ОГ, а также установлены устройства ФОБ. Необходимость организации КРТ, ДРТ, ОГ и установки устройств ФОБ на энергоблоках меньшей мощности определяется проектными решениями.

Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах атомных электростанций и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше ТЭС и ГЭС. Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями.

Все гидроагрегаты единичной мощностью 10 МВт и выше и ГЭС и ГАЭС мощностью 50 МВт и выше, кроме ГЭС, не имеющих регулирующего водохранилища, должны быть оснащены устройствами АЧВР.

На электростанциях и ПС при необходимости (определяется проектными решениями) должны устанавливаться устройства и комплексы ЛАПНУ. Указанные устройства и комплексы должны предусматривать возможность работы в качестве низового устройства ЦСПА.

Устройства ЧДА должны устанавливаться на всех ТЭС мощностью 25 МВт и выше, за исключением ТЭС, на которых по условиям их работы установка устройств ЧДА невозможна.

На ПС и электростанциях, питающих местную нагрузку, должны устанавливаться устройства АЧР, ЧАПВ.

На электростанциях в зависимости от технических требований должны устанавливаться следующие устройства режимной автоматики:

- системы автоматического регулирования частоты и активной мощности генерирующих установок;
- системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ) ГЭС;
- автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных и асинхронизированных генераторов;

- групповые регуляторы напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ) генерирующих установок.

На трансформаторах, автотрансформаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

На синхронных (асинхронизированных) компенсаторах, статических компенсаторах, управляемых шунтирующих реакторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения.

На синхронных (асинхронизированных) компенсаторах должны быть установлены устройства автоматического регулирования возбуждения и форсировки (УФ) возбуждения.

Для генераторов мощностью 60 МВт и более и для компенсаторов мощностью 100 МВар и более следует устанавливать быстродействующие системы возбуждения с АРВ сильного действия или с АРВ, оснащенными системными стабилизаторами (АРВ с PSS).

10.8.8. Требования по оснащению объектов электроэнергетики устройствами СМПП.

Для регистрации электромеханических переходных процессов на электростанциях установленной мощностью 500 МВт и более, ПС напряжением 500 кВ и выше, а в отдельных случаях – на ПС 110-330 кВ устанавливаются регистраторы системы мониторинга переходных режимов (СМПП) в энергосистеме.

10.8.9. Требования по оснащению объектов электроэнергетики устройствами регистрации аварийных событий и процессов.

На электростанциях, транзитных ПС 110 кВ и выше должна быть обеспечена регистрация при технологических нарушениях в работе энергосистемы.

При регистрации технологических нарушений должна быть обеспечена запись аварийных событий и процессов в объеме, необходимом для проведения анализа причин возникновения, протекания и ликвидации технологического нарушения в работе ЕЭС России, оборудования и ЛЭП, функционирования систем и устройств релейной защиты и автоматики, оборудования и устройств системы оперативного постоянного тока.

Фиксация времени записи аварийных процессов и событий должна осуществляться в системе единого точного времени с погрешностью не более 1 мс.

На электростанциях и ПС должен быть обеспечен сбор, хранение и передача данных записи аварийных процессов и событий субъектам электроэнергетики и в соответствующие диспетчерские центры.

10.8.10. Требования к передаче телеметрической информации с объектов электроэнергетики в диспетчерский центр (ДЦ) системного оператора:

10.8.10.1. Детализированный перечень сигналов и измеряемых величин по каждому объекту электроэнергетики, передаваемых в ДЦ, согласовывается с системным оператором.

10.8.10.2. Требования к точности измерений и параметрам передачи телеметрической информации:

- для электрических измерений должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже

0.5, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 1, а при замене измерительных трансформаторов – не хуже 0.5; при этом должны обеспечиваться условия сохранения класса точности измерительных трансформаторов в части допустимой нагрузки вторичных цепей;

- передача телеизмерений в ДЦ должна осуществляться в инженерных значениях измеряемых величин;

- суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объекта электроэнергетики в ДЦ устанавливается требованиями подсистем системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и должно находиться в пределах 1–2 секунд без учета времени обработки в ДЦ;

- протоколы передачи телеметрической информации должны соответствовать рекомендациям Международной электротехнической комиссии и иметь статус Государственного стандарта Российской Федерации. Конкретный тип и реализация протокола должны быть согласованы с системным оператором;

- передача телеметрической информации в ДЦ должна осуществляться без промежуточной обработки (без ретрансляции на промежуточных пунктах) по цифровым каналам технологической связи, организованным в соответствии с п. 10.8.10.3;

- телеметрическая информация должна содержать метку точного времени, формируемую на объекте электроэнергетики, которая должна передаваться в режимах, предусмотренных протоколами передачи и формулярами их согласования;

- реализация информационного обмена между объектом электроэнергетики и ДЦ должна обеспечивать режим передачи телеметрической информации по изменению, периодическую передачу всего объема телеизмерений и телесигнализации по запросу от ДЦ, а также периодическую (циклическую) передачу заданного состава телеизмерений, телесигнализации с настраиваемым периодом передачи информации;

- передача по изменению должна выполняться при изменении параметра на величину, превышающую зону нечувствительности.

10.8.10.3. Требования по организации технологической сети связи между ДЦ и объектом электроэнергетики, подстанцией и (или) центром управления сетями.

а) технические требования к технологической связи:

- технологическая связь в каждом направлении организуется по двум независимым цифровым каналам, исключающим одновременный их вывод из работы по общей причине;

- для автоматизированных систем управления, в том числе для передачи телеметрической информации и диспетчерских команд должны использоваться цифровые каналы с коэффициентом готовности каждого канала не менее 0,98 в год, при этом два независимых канала должны обеспечивать общий коэффициент готовности не менее 0,9996 в год;

- для систем управления, работающих в автоматическом режиме без участия человека, коэффициент готовности каналов должен соответствовать установленным требованиям к надежности работы этих систем;

- пропускная способность (скорость) каждого цифрового канала технологической связи выбирается исходя из условия обеспечения полного обмена информацией в необходимом объеме, установленным требованиями организации систем оперативно-диспетчерского управления, диспетчерской и технологической телефонной связи.

б) организация диспетчерской и технологической телефонной связи:

- диспетчеру ДЦ системного оператора и оперативному персоналу субъекта электроэнергетики в каждом направлении передачи команд и ведения оперативных переговоров должна предоставляться полностью резервируемая услуга диспетчерской телефонной связи с возможностью занятия без ручного набора номера любого из двух телефонных каналов, организованных в цифровых каналах технологической связи;

- каналы диспетчерской телефонной связи, проходящие в технологической сети связи субъекта электроэнергетики не должны заходить на промежуточные АТС. Допускается на промежуточных узлах связи организация постоянного транзитного соединения каналов и кроссконнекция телефонных каналов, организованных в цифровых каналах технологической связи субъекта, а также, в отдельных случаях по согласованию с системным оператором, приоритетное транзитное соединение диспетчерских телефонных каналов не более чем на одной промежуточной АТС;

- окончательным оборудованием диспетчерской телефонной связи должны быть устройства, осуществляющие вызов без ручного набора номера и позволяющие вести запись и хранение диспетчерских переговоров в соответствии с установленным порядком;

- при организации диспетчерской телефонной связи применяются автоматические телефонные станции, сертифицированные для применения в диспетчерской телефонной связи электроэнергетики;

- телефонная связь другого назначения (производственная, технологическая) организовывается как по каналам диспетчерской телефонной связи с приоритетом диспетчера, так и по каналам взаимоувязанных технологических сетей связи, а также по сети связи общего пользования;

- в случае потери диспетчерской телефонной связи предусмотрена возможность использования диспетчером системного оператора и оперативным персоналом субъекта электроэнергетики производственно-технологической телефонной связи с возможностью выхода на телефонную сеть общего пользования и на другие ведомственные телефонные сети путем набора номера.

11. Оценка необходимых объемов капитальных вложений в сооружение электростанций и электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше на 2012-2018 годы

Объемы капитальных вложений в сооружение электроэнергетических объектов на перспективу определены в соответствии с намечаемыми вводами и структурой генерирующих мощностей электростанций.

Оценка капитальных вложений в электростанции и электросетевые объекты в разрезе ОЭС проведена в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2018 года.

Прогнозные цены рассчитывались на основе индексов-дефляторов, представленных в Сценарных условиях развития электроэнергетики на период до 2030 г. (окт. 2011 г.).

Оценка необходимых объемов капитальных вложений в строительство электростанций выполнена с учетом материалов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Капитальные вложения в электросетевые объекты, сооружаемые за счет средств ОАО «ФСК ЕЭС» в период 2012-2014 годов принимались по материалам инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» на период 2012-2014 годов, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 11.05.2012 № 247.

Для остальных электросетевых объектов намечаемых настоящей Схемой и программой, в том числе сооружаемых за счет иных собственников, капитальные вложения принимались по материалам инвестиционных программ отдельных субъектов электроэнергетики (или их проектам), по проектам-аналогам, а также по стандарту «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и ПС напряжением 35-1150 кВ» (ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ», 2007 г.) за счет пересчета от базовых цен 2000 года к ценам на 01.01.2012 года с использованием индекса-дефлятора равного 5,6 по материалам справочника КО-ИНВЕСТ «Индексы цен в строительстве» № 78 январь 2012 года.

При расчетах капитальных вложений в электросетевые объекты по «Укрупненным стоимостным показателям линий электропередачи и ПС напряжением 35-1150 кВ» не учитывались повышающие территориальные коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов.

Сроки сооружения электросетевых объектов принимались по стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции ПС и линий электропередачи» (утверждены Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС» 5.03.2008 г.).

Суммарные объемы капиталовложений в развитие электроэнергетики России за период 2012–2018 годов оцениваются в **4576,4** млрд. руб., в том числе по генерирующим объектам **2846,9** млрд. руб. и электрическим сетям 220 кВ и выше **1729,5** млрд. руб.

Необходимые объемы капитальных вложений в строительство электростанций в разрезе ОЭС и по типам станций, а также сводные показатели по капитальным

вложениям в сооружение электрических сетей напряжением 220 кВ и выше представлены в таблице 11.1.

В таблице 11.2 представлены сводные показатели по капиталовложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2012–2018 годы.

ОЭС	Тип станции	Инвестиции, млн. руб. (в прогнозных ценах)							Итого за 2012-2018 годы
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
	ТЭС	51973,4	38569,5	12828,4	5802,3	4198,0	6599,0	0,0	119970,6
ОЭС Востока		5867,4	17858,0	27278,9	43731,5	32642,9	36371,5	32671,0	196421,2
	ГЭС	3564,4	8964,4	12548,2	11892,8	6012,9	0,0	0,0	42982,7
	ТЭС	2303,0	8893,6	14730,7	31838,7	26630,0	36371,5	32671,0	153438,5
ИТОГО по РФ		774617,4	718121,6	528400,3	364311,0	228650,3	154800,3	78083,1	2846983,9
	АЭС	254180,3	265930,1	283055,5	238000,7	160023,0	94839,2	41744,0	1337772,7
	ГЭС и ГАЭС	31434,2	22752,8	19980,9	17018,2	8498,4	3161,7	3668,1	106514,2
	ТЭС	487949,4	428472,9	224887,7	109292,0	60128,9	56799,5	32671,0	1400201,4
	ВИЭ	1053,5	965,8	476,2	0,0	0,0	0,0	0,0	2495,5
Электрические сети напряжением 220 кВ и выше		231012,2	175251,2	224956,1	499344,1	316630,1	211901,7	70367,3	1729462,8
Всего по РФ с учетом электрических сетей 220 кВ и выше		1 005 629,6	893 372,8	753 356,4	863 655,1	545 280,4	366 702,0	148 450,4	4 576 446,8

Таблица 11.2 Сводные показатели по капиталовложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2012–2018 годы в прогнозных ценах, млн. руб.

		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого за 2012-2018 годы
ОЭС Северо-Запада		14911.4	10098.0	16608.7	69460.0	85354.0	53299.0	16230.0	265961.1
	±300 кВ				13250.0	14012.0	14706.0		41968.0
	750 кВ				5918.0	14599.0	7428.0	9481.0	37426.0
	330 кВ	10238.4	6770.0	9430.7	40959.0	48942.0	27807.0	5659.0	149806.1
	220 кВ	4673.0	3328.0	7178.0	9333.0	7801.0	3358.0	1090.0	36761.0
ОЭС Центра		10163.7	10415.2	10831.7	38413.4	13809.1	11526.7	857.1	96016.9
	500 кВ	1040.7	3040.8	3979.0	23090.7	1648.5	5663.7		38463.4
	330 кВ	1651.2	951.7	2385.1	3454.6	4845.8	2341.6	520.0	16150.0
	220 кВ	7471.7	6422.7	4467.7	11868.1	7314.9	3521.5	337.1	41403.6
Московская ЭС		82893.7	34076.1	47167.2	71664.2	32437.1	31880.7	21275.7	321394.7
	750 кВ	2454.0	939.7						3393.7
	500 кВ	22794.4	5036.7	5535.7	35156.3	18688.9	17083.5	10760.1	115055.5
	220 кВ	57645.3	28099.7	41631.6	36507.9	13748.2	14797.2	10515.6	202945.5
ОЭС Юга		14867.3	11875.1	12783.3	61780.2	44067.9	17841.7	2107.3	165322.7
	500 кВ	2574.5	2074.8	3744.5	40284.4	31569.9	8950.0	111.0	89309.1
	330 кВ	3760.0	2626.1	5639.0	12159.1	3486.6	560.7	499.3	28730.8
	220 кВ	8532.8	7174.2	3399.7	9336.7	9011.4	8331.0	1497.0	47282.8
ОЭС Средней Волги		11418.9	7833.6	17290.2	27396.9	28290.0	22303.5	9588.5	124121.6
	500 кВ	8358.0	4522.2	8631.9	14565.6	16727.1	15547.5	6261.1	74613.4
	220 кВ	3060.8	3311.4	8658.3	12831.3	11562.9	6756.0	3327.4	49508.1
ОЭС Урала		18158.0	31285.0	38780.0	69770.0	29916.0	21407.0	6650.0	215966.0
	500 кВ	7434.0	11060.0	8616.0	28014.0	11573.0	4708.0	5225.0	76630.0
	220 кВ	10724.0	20225.0	30164.0	41756.0	18343.0	16699.0	1425.0	139336.0
ОЭС Сибири		46128.4	44916.2	50040.0	108884.4	54276.0	32143.2	8610.8	344998.9
	500 кВ	34095.0	25437.0	24849.0	45199.0	25507.0	5275.0	510.0	160872.0
	220 кВ	12033.4	19479.2	25191.0	63685.4	28769.0	26868.2	8100.8	184126.9
ОЭС Востока		32471.0	24752.0	31455.0	51975.0	28480.0	21500.0	5048.0	195681.0
	500 кВ	6030.0	1567.0		10911.0	11539.0	9052.0		39099.0
	220 кВ	26441.0	23185.0	31455.0	41064.0	16941.0	12448.0	5048.0	156582.0
ИТОГО		231012.2	175251.2	224956.1	499344.1	316630.1	211901.7	70367.3	1729462.9
	±300 кВ				13250.0	14012.0	14706.0		41968.0
	750 кВ	2454.0	939.7		5918.0	14599.0	7428.0	9481.0	40819.7
	500 кВ	82326.6	52738.5	55356.1	197221.1	117253.4	66279.6	22867.2	594042.5
	330 кВ	15649.6	10347.8	17454.8	56572.7	57274.4	30709.3	6678.2	194686.9
	220 кВ	130581.96	111225.2	152145.2	226382.4	113491.3	92778.8	31340.89	857945.793

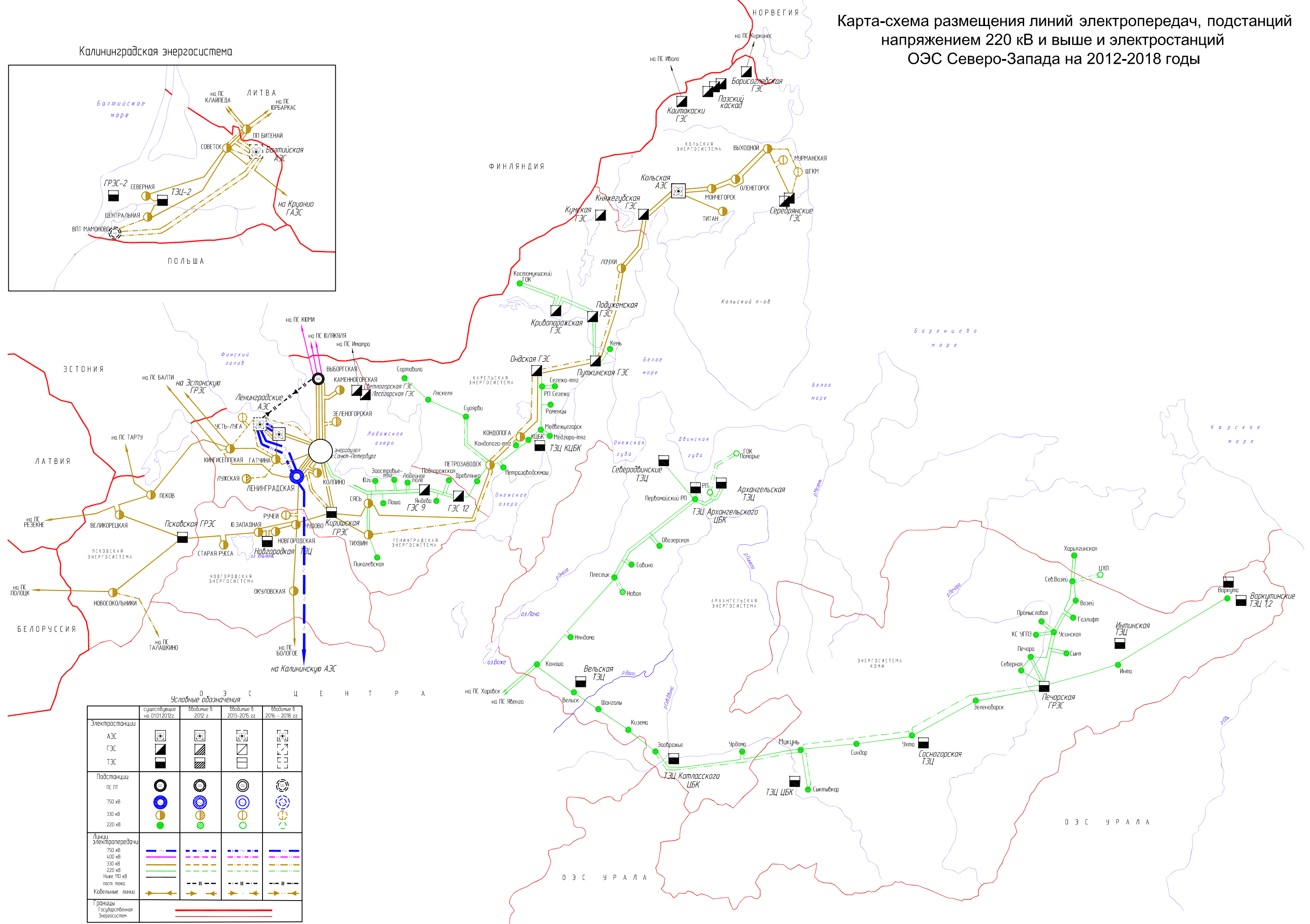
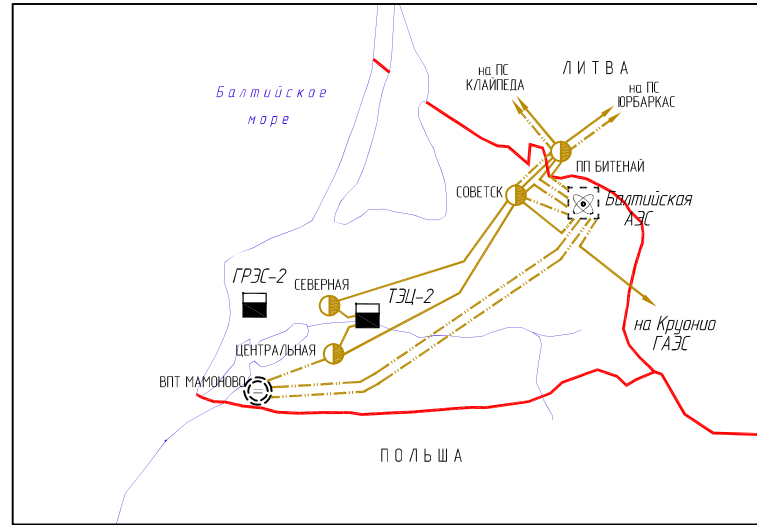
12. Схема развития ЕЭС России

Схема развития ЕЭС России состоит из следующих карт-схем:

1. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2012–2018 годы.
2. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2012–2018 годы (по городу Санкт-Петербург).
3. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2012–2018 годы (по Ленинградской области).
4. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2012–2018 годы.
5. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2012–2018 годы.
6. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2012–2018 годы.
7. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2012–2018 годы.
8. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея на 2012–2018 годы.
9. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2012–2018 годы.
10. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры на 2012–2018 годы.
11. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2012–2018 годы.
12. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2012–2018 годы.

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2012-2018 годы

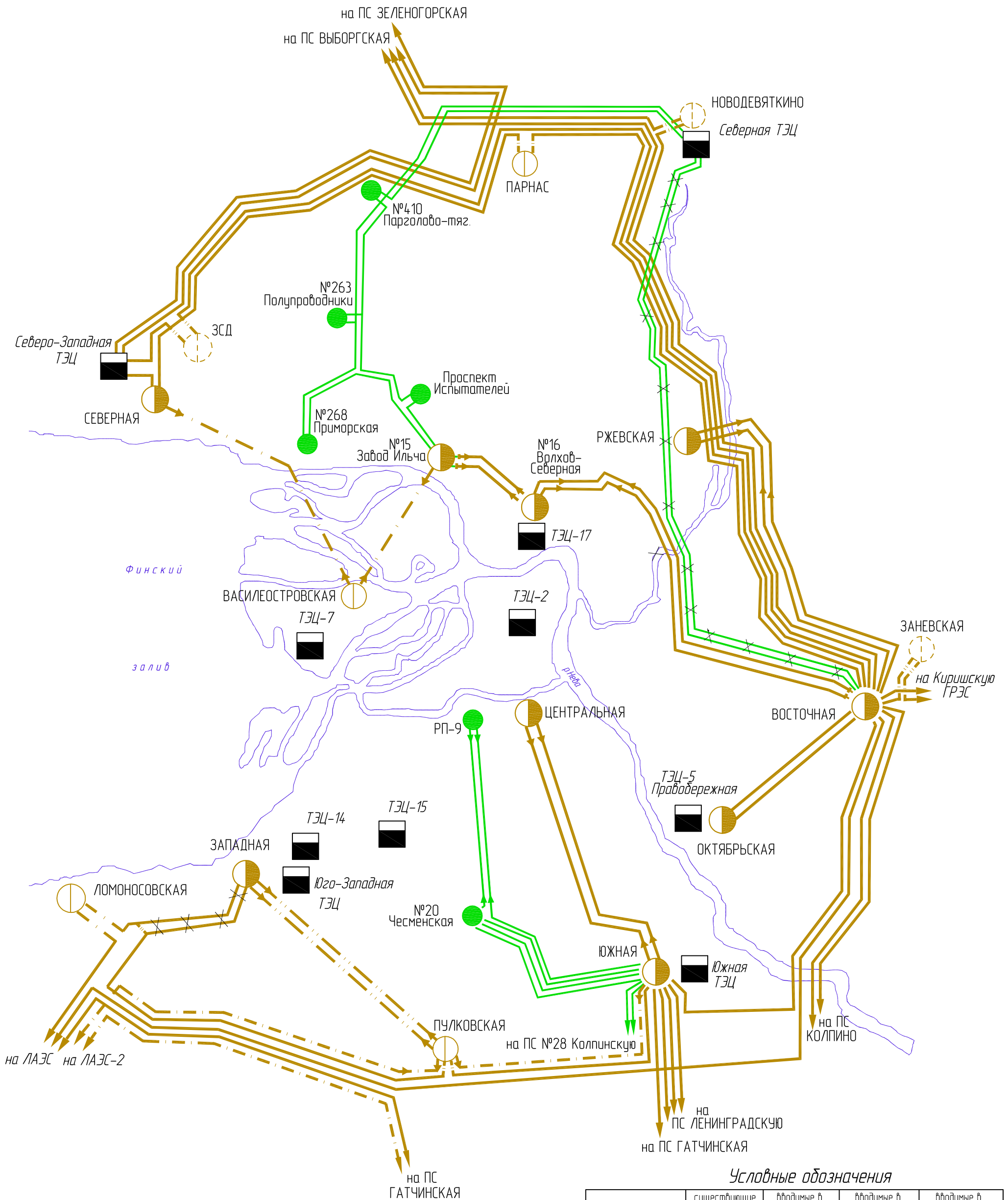
Калининградская энергосистема



Условные обозначения

	существующие на 01.01.2012 г.	объемные в 2012 г.	объемные в 2013-2015 гг.	объемные в 2016 - 2018 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
ПС ПТ				
750 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
750 кВ				
400 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Ниже 110 кВ				
линия ЛЭП				
Кабельные линии				
Границы				
Государственная Энергосистем				

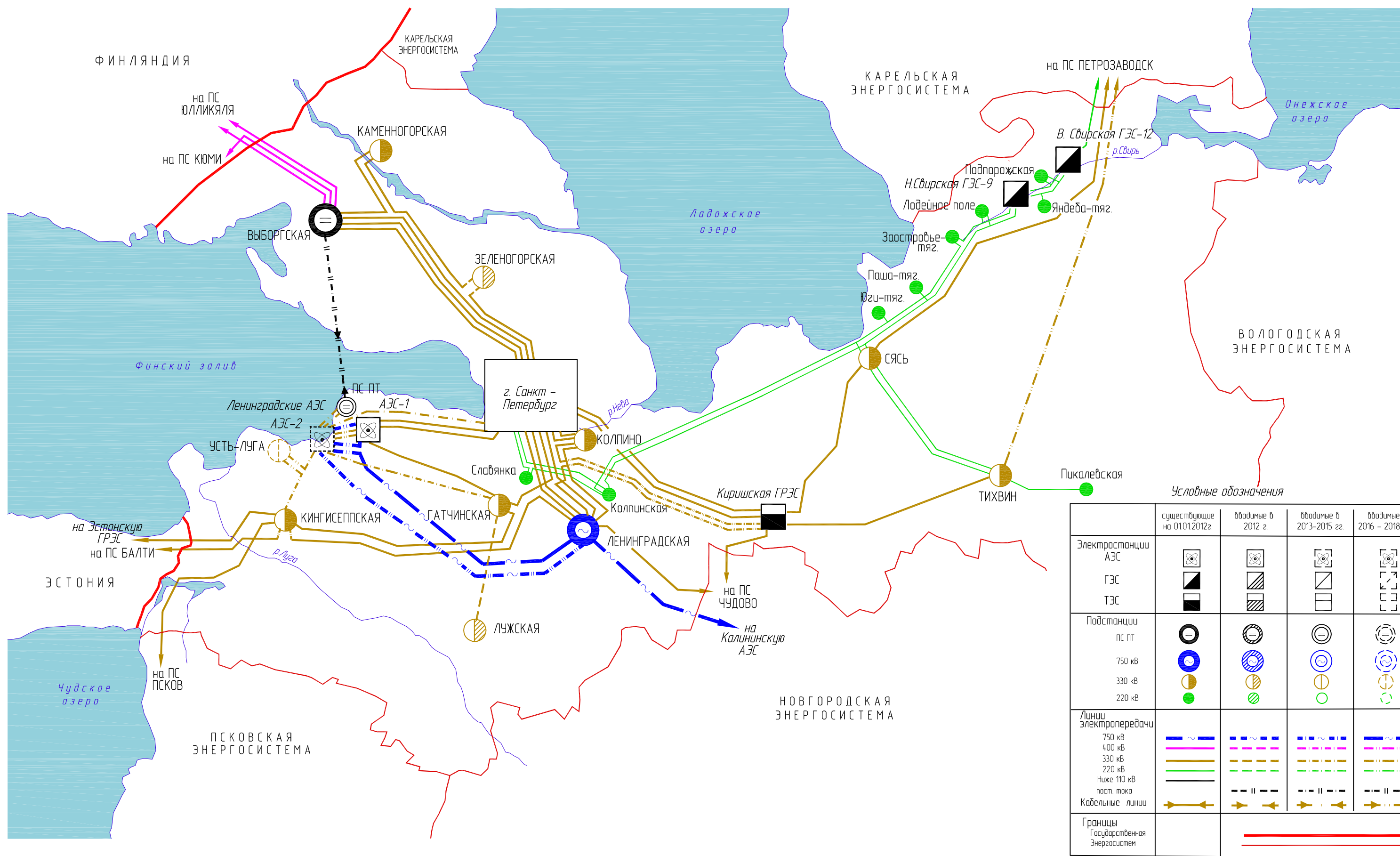
Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2012 - 2018 годы (по городу Санкт-Петербург)



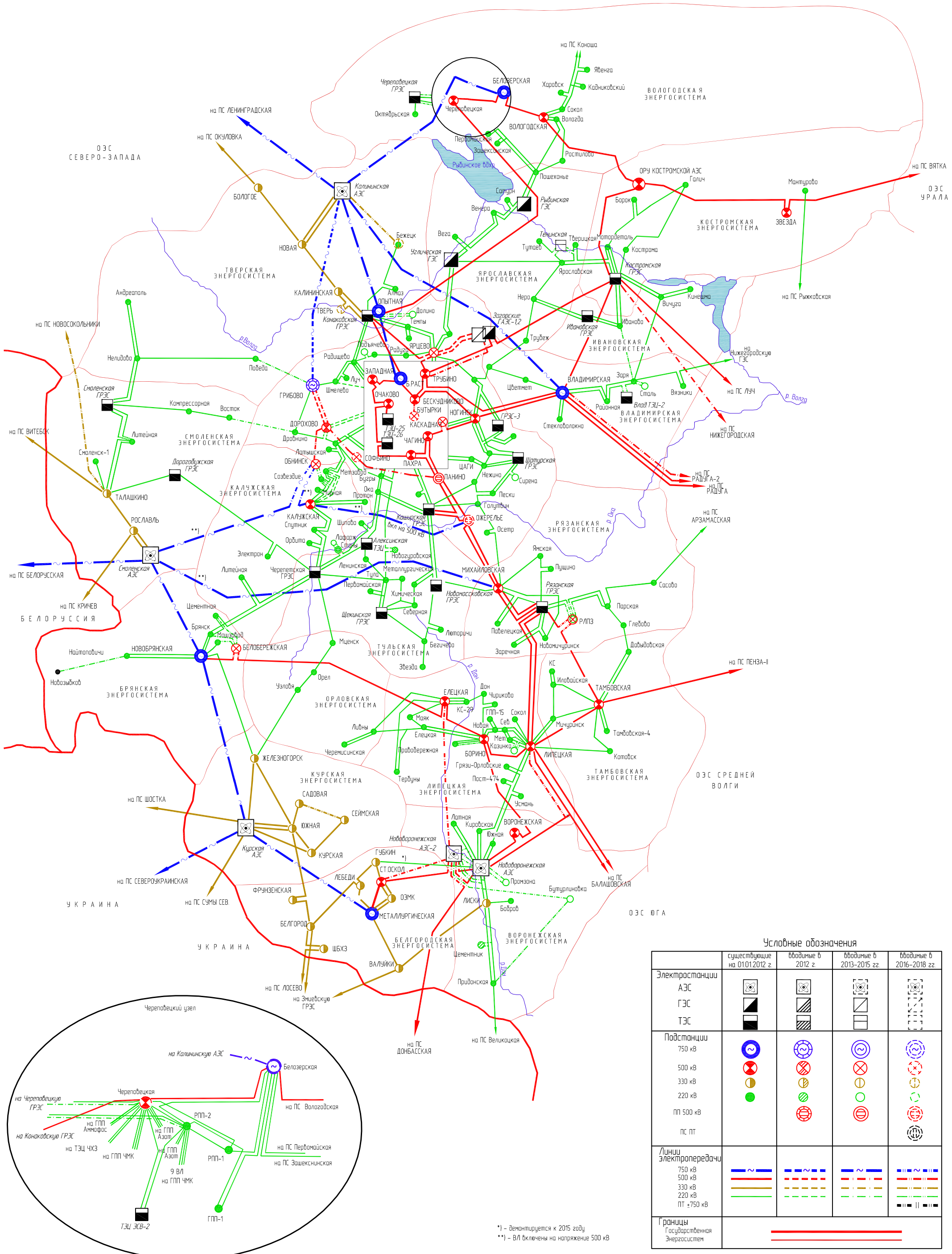
Условные обозначения

	существующие на 01.01.2012г.	вводимые в 2012 году	вводимые в 2013-2015 гг.	вводимые в 2016 - 2018 гг.
Электростанции ТЭС				
Подстанции 330 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи 330 кВ				
220 кВ				
Кабельные линии 330 кВ (на примере 330 кВ)				

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2012 - 2018 годы (по Ленинградской области)



Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2012 - 2018 годы

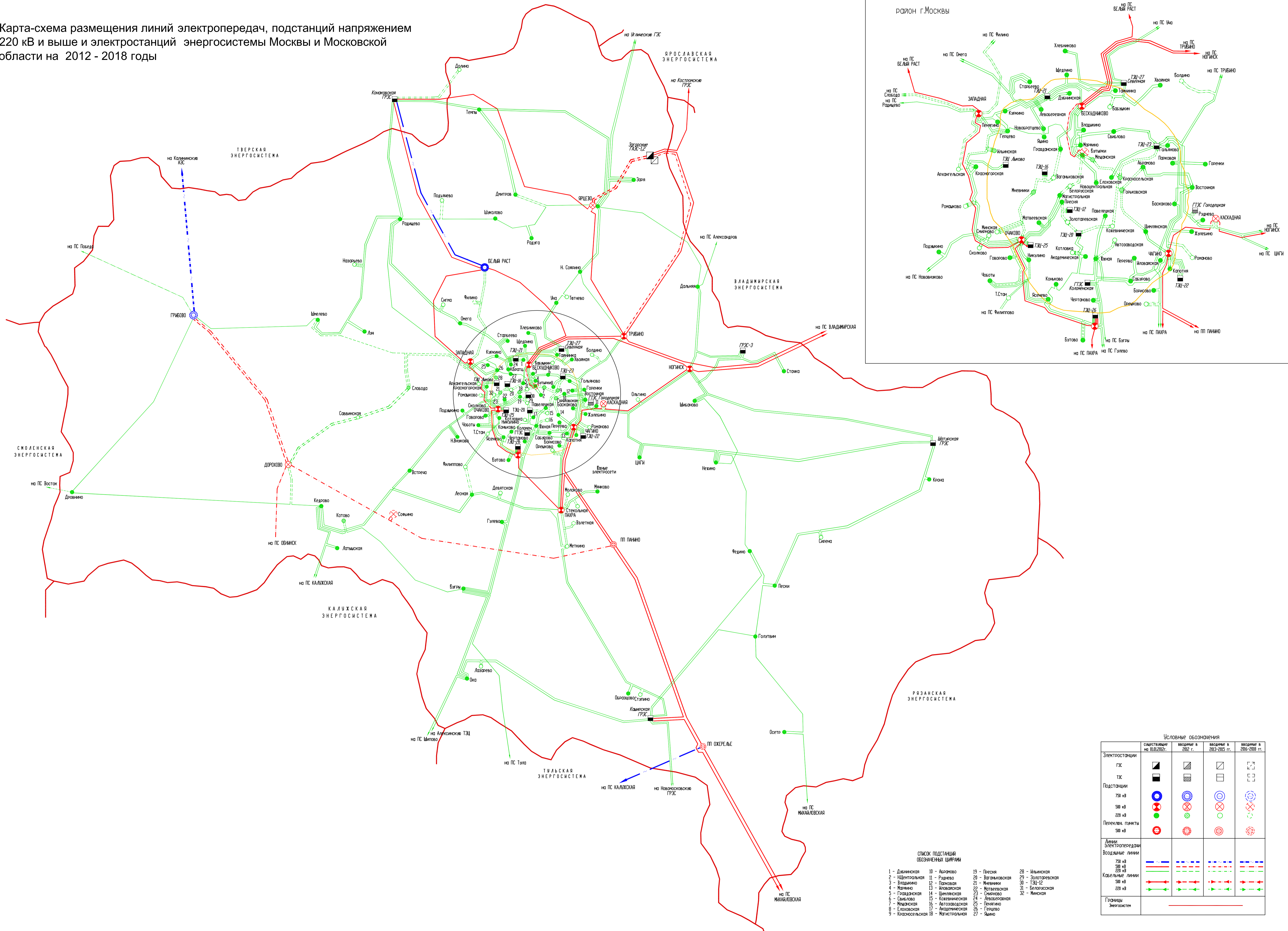


Условные обозначения

	существующие на 01.01.2012 г.	вводимые в 2012 г.	вводимые в 2013-2015 гг.	вводимые в 2016-2018 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
750 кВ				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
ПП 500 кВ				
ПС ПТ				
Линии электропередачи				
750 кВ				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
ПТ +750 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы				

*) - демонтируется к 2015 году
 **) - ВЛ включены на напряжение 500 кВ

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2012 - 2018 годы



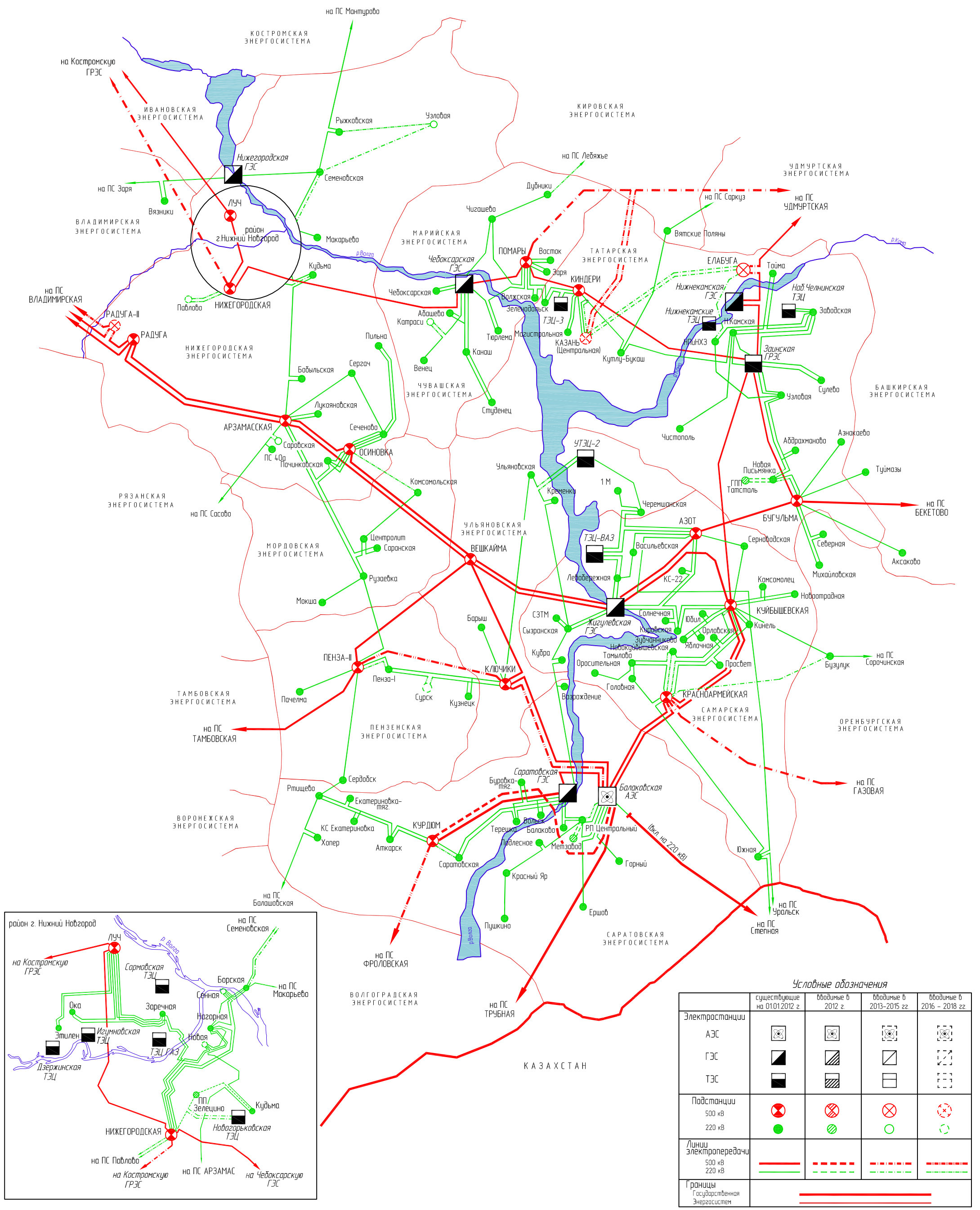
Условные обозначения

	существующие на 01.01.2012 г.	вводимые в 2012 г.	вводимые в 2013-2015 гг.	вводимые в 2016-2018 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
750 кВ				
500 кВ				
220 кВ				
Переключ. пункты				
500 кВ				
Линии электропередачи				
Воздушные линии				
750 кВ				
500 кВ				
220 кВ				
Кабельные линии				
500 кВ				
220 кВ				
Границы энергосистем				

СПИСОК ПОДСТАНЦИЙ
ОБОЗНАЧЕННЫХ ЦИФРАМИ

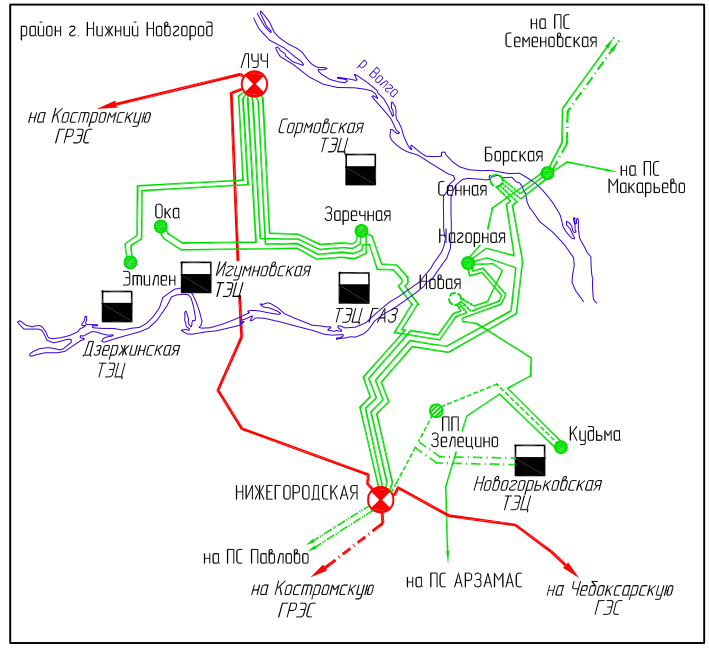
- | | | | |
|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|
| 1 - Дзержинская | 10 - Алашеево | 19 - Пресня | 28 - Ильинская |
| 2 - Щетининская | 11 - Раменное | 20 - Богдановская | 29 - Золотаревская |
| 3 - Владимирно | 12 - Парковая | 21 - Мневники | 30 - ТЭЦ-12 |
| 4 - Марьино | 13 - Иловская | 22 - Мотвеевская | 31 - Белозерская |
| 5 - Гражданская | 14 - Шиняевская | 23 - Спичино | 32 - Минская |
| 6 - Бинилово | 15 - Колесниковская | 24 - Левобережная | |
| 7 - Мещанская | 16 - Автозаводская | 25 - Пенгенино | |
| 8 - Елоховская | 17 - Академическая | 26 - Герцево | |
| 9 - Красносельская | 18 - Магистральная | 27 - Ясно | |

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2012 - 2018 годы

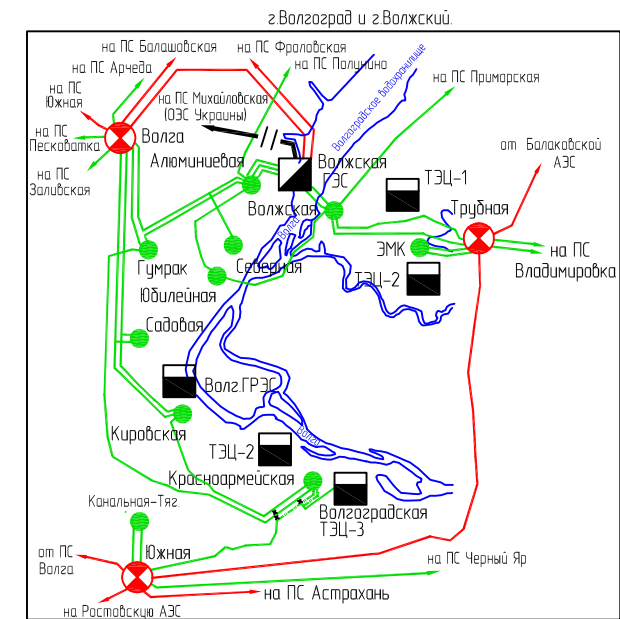
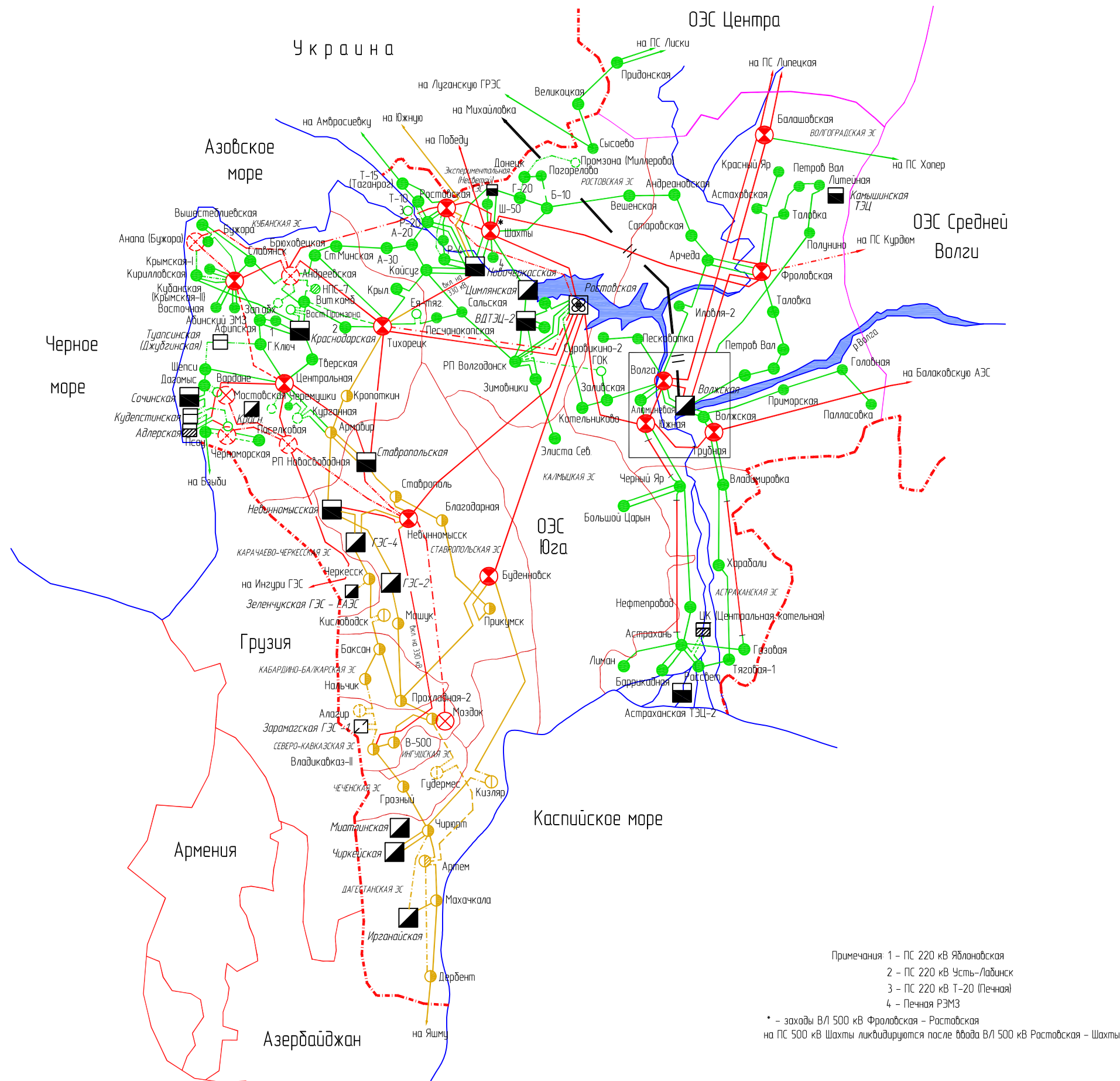


Условные обозначения

	существующие на 01.01.2012 г.	вводимые в 2012 г.	вводимые в 2013-2015 гг.	вводимые в 2016 - 2018 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Границы Государственной Энергосистемы				



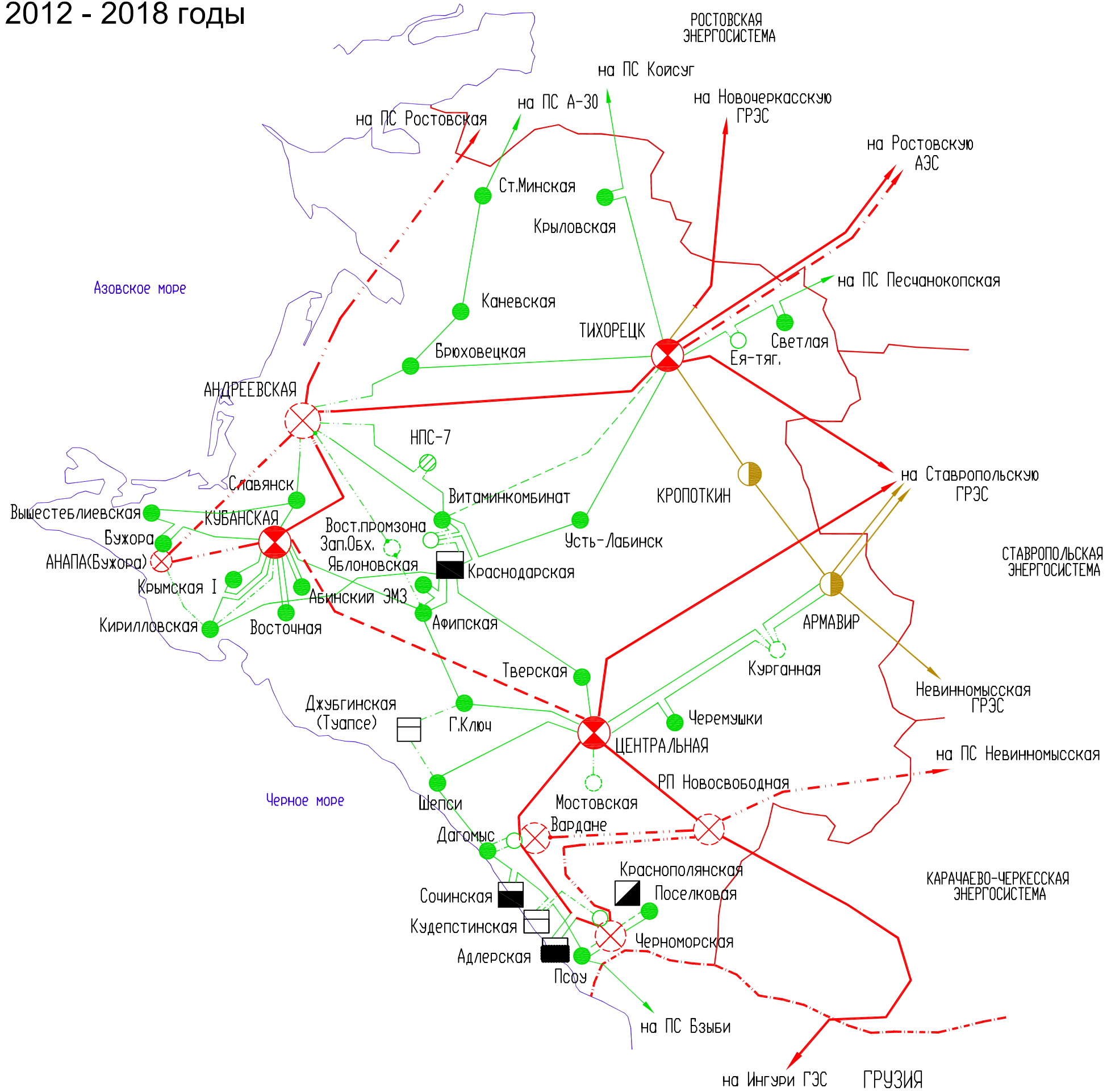
Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2012 - 2018 годы



Условные обозначения

	существующие на 01.01.2012 г.	Намечаемые к сооружению		
		в 2012 г.	в 2013-2015 гг.	в 2016-2018 гг.
Электростанции	ГЭС			
	ТЭС			
	АЭС			
Подстанции	500 кВ			
	330 кВ			
	220 кВ			
Линии электропередачи	500 кВ			
	330 кВ			
	220 кВ			
	ВЛ пост. тока			
Границы	Государственная Энергосистем			
	ОЭС			

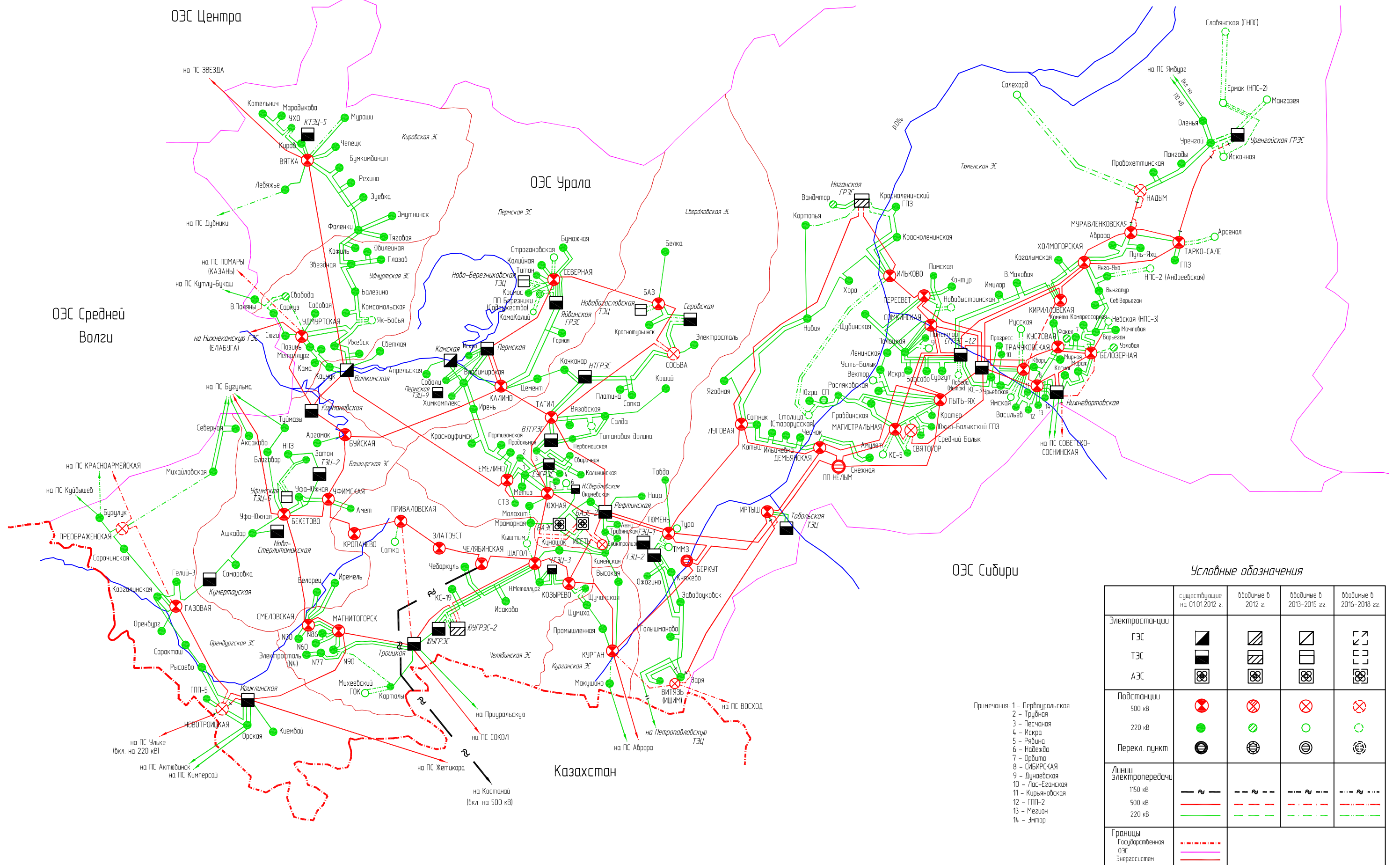
Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея на 2012 - 2018 годы



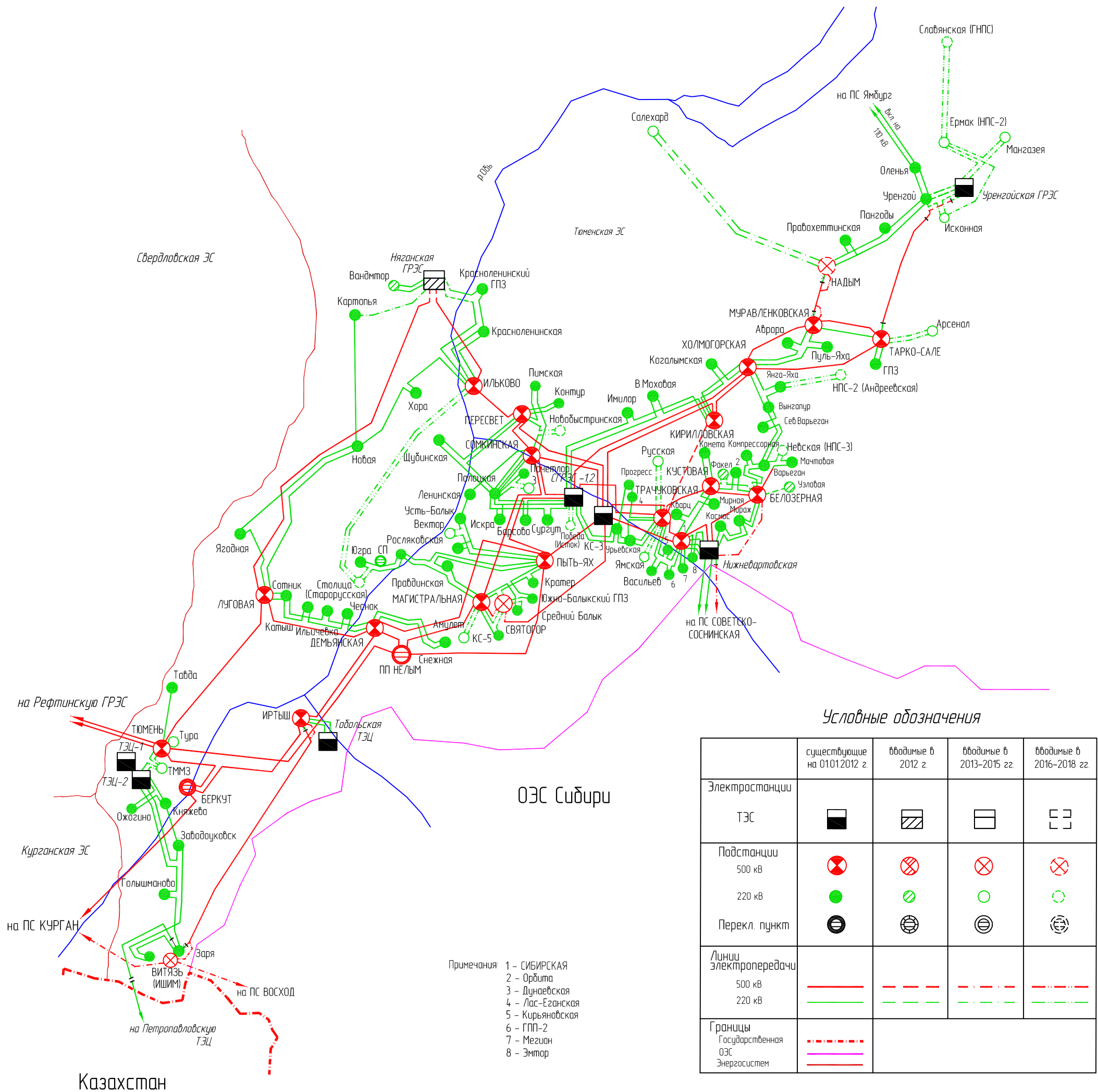
Условные обозначения

	существующие на 01.01.2012 г.	Намечаемые к сооружению		
		в 2012 г.	в 2013-2015 гг.	в 2016-2018 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Границы Государственная ОЭС				

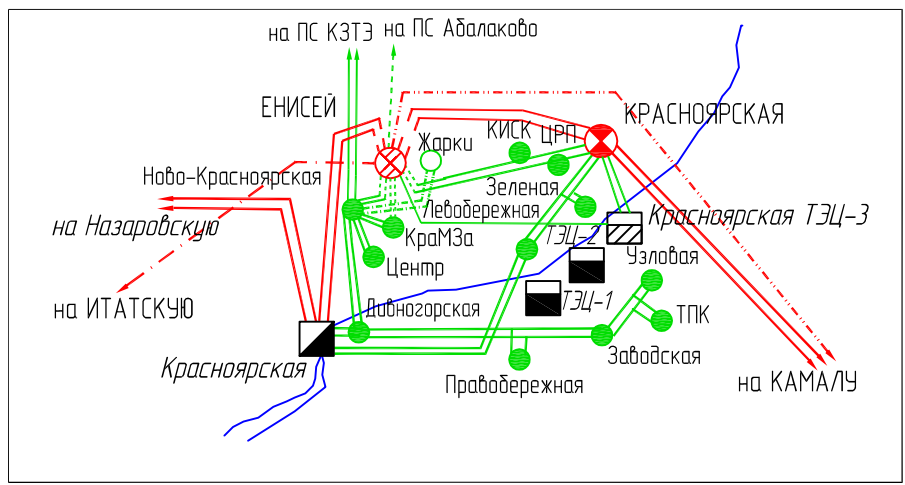
Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2012 - 2018 годы



Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры на 2012 - 2018 годы



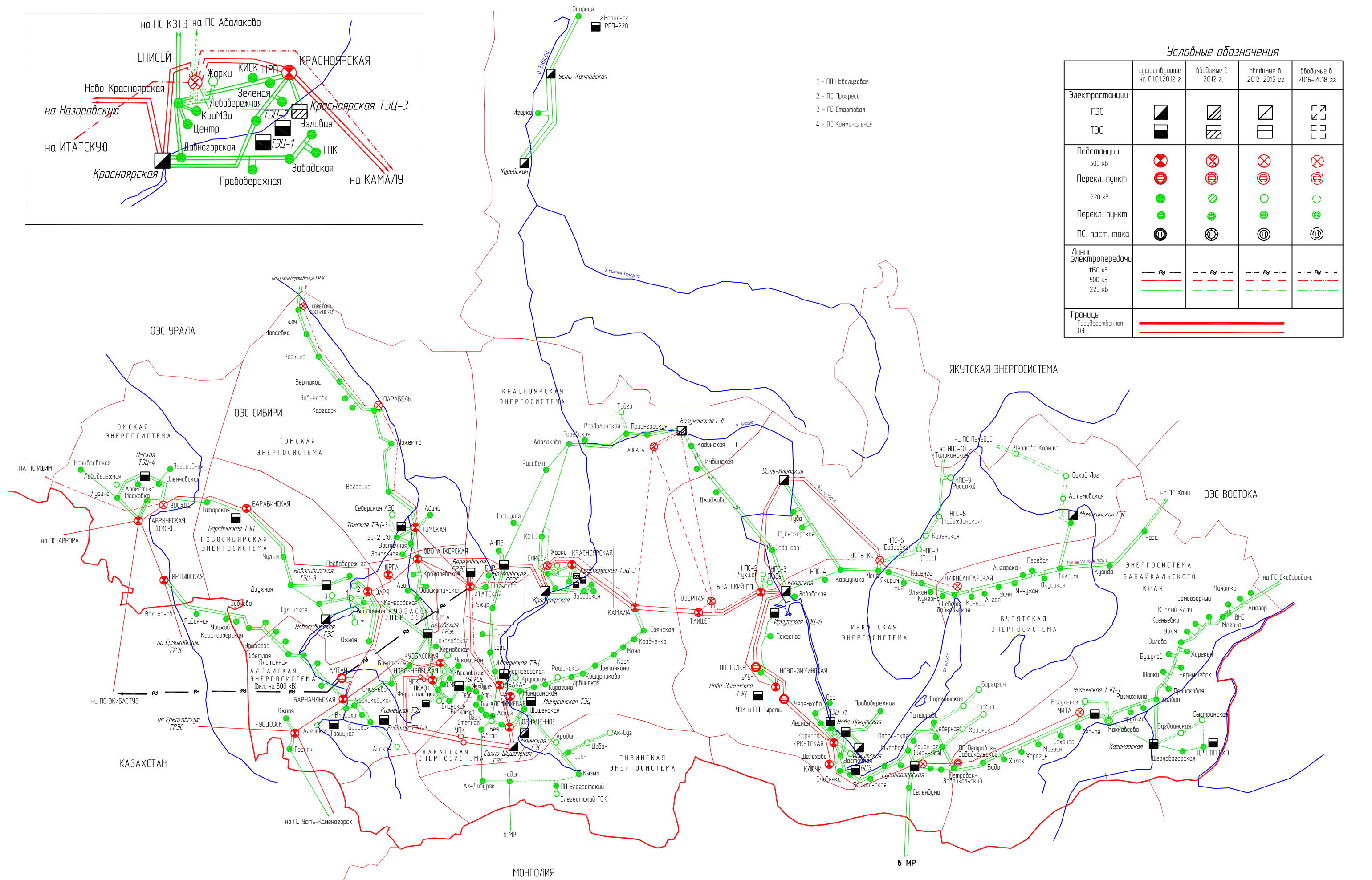
Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2012 - 2018 годы



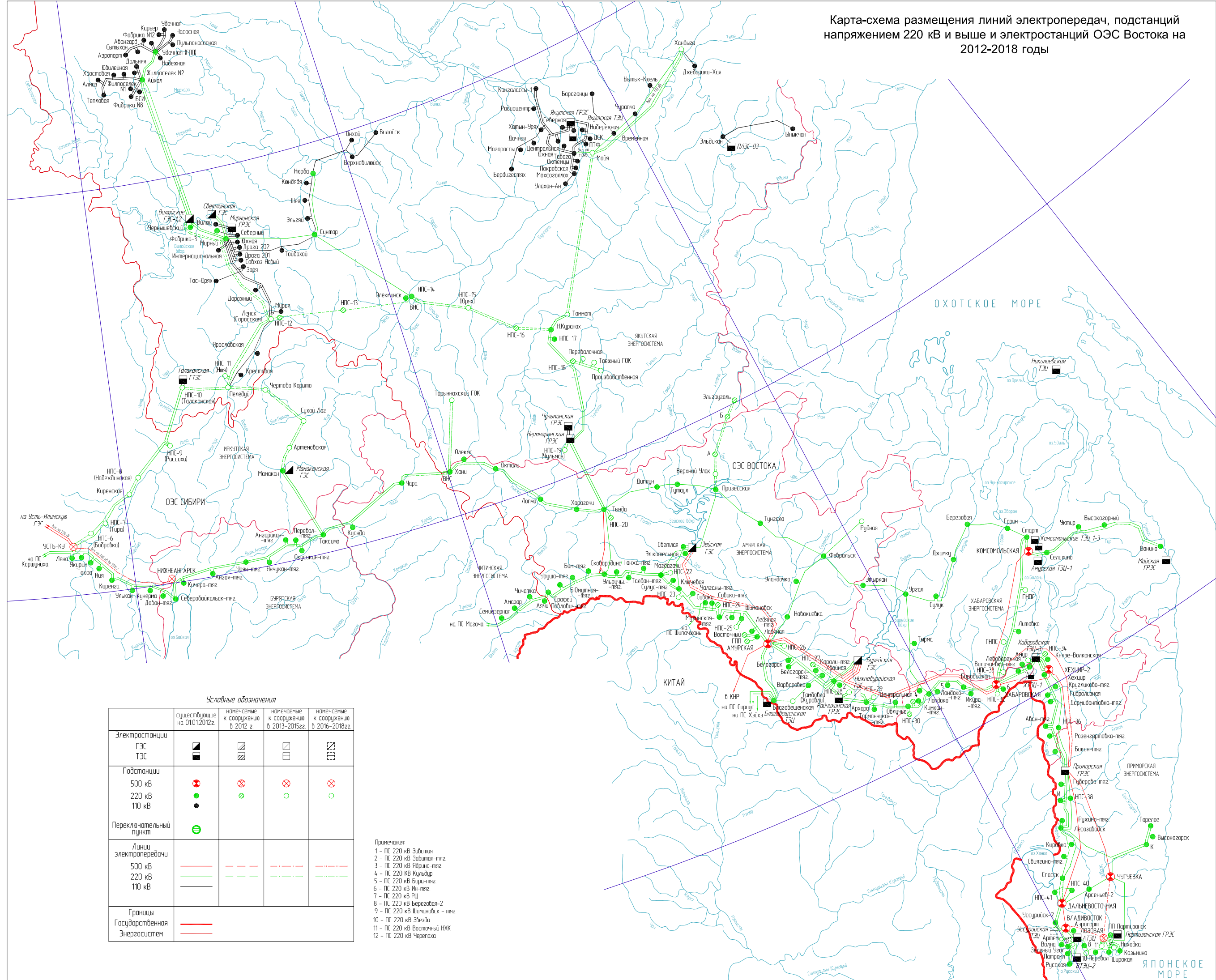
- 1 - ПП Новолуговая
- 2 - ПС Прогресс
- 3 - ПС Стартовая
- 4 - ПС Коммунальная

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2012 г.	вводимые в 2012 г.	вводимые в 2013-2015 гг.	вводимые в 2016-2018 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции 500 кВ				
Переключ. пункт 220 кВ				
Переключ. пункт 110 кВ				
ПС пост. тока				
Линии электропередачи 1150 кВ				
500 кВ				
220 кВ				
Границы Государственной ОЭС				



Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2012-2018 годы



Условные обозначения

	существующие на 01.01.2012г	намеченные к сооружению в 2012 г.	намеченные к сооружению в 2013-2015гг.	намеченные к сооружению в 2016-2018гг.
Электростанции				
ГЭС	■	▨	▩	▪
ТЭС	■	▨	▩	▪
Подстанции				
500 кВ	⊗	⊗	⊗	⊗
220 кВ	●	●	●	●
110 кВ	●	●	●	●
Переключательный пункт	⊕			
Линии электропередачи				
500 кВ	—	—	—	—
220 кВ	—	—	—	—
110 кВ	—	—	—	—
Границы Государственной Энергосистемы	—			

- Примечания
- 1 - ПС 220 кВ Завитая
 - 2 - ПС 220 кВ Завитая-тяг
 - 3 - ПС 220 кВ Ядрин-тяг
 - 4 - ПС 220 кВ Кудьур
 - 5 - ПС 220 кВ Выра-тяг
 - 6 - ПС 220 кВ Ил-тяг
 - 7 - ПС 220 кВ РЦ
 - 8 - ПС 220 кВ Березовая-2
 - 9 - ПС 220 кВ Шманы-тяг
 - 10 - ПС 220 кВ Звезда
 - 11 - ПС 220 кВ Восточный НКХ
 - 12 - ПС 220 кВ Черепиха

Приложение № 1
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

**Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС ЕЭС России
на 2012-2018 годы**

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада, млрд.кВт.ч

	Факт	Средне- годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне- годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Северо-Запада	92,723		92,554	94,829	97,200	99,565	102,014	104,439	106,973	109,071	
годовой темп, %	4,40	1,26	-0,18	2,46	2,50	2,43	2,46	2,38	2,43	1,96	2,37
э/с Архангельской обл.	7,746		7,632	7,723	7,841	7,960	8,043	8,128	8,215	8,304	
годовой темп, %	2,81	-0,31	-1,47	1,19	1,53	1,52	1,04	1,06	1,07	1,08	1,21
э/с Калининградской обл.	4,093		4,157	4,240	4,335	4,432	4,533	4,637	5,243	5,853	
годовой темп, %	5,93	1,71	1,56	2,00	2,24	2,24	2,28	2,29	13,07	11,63	5,01
э/с Республики Карелия	9,127		8,989	9,171	9,346	9,428	9,604	9,696	9,794	9,897	
годовой темп, %	5,72	-0,72	-1,51	2,02	1,91	0,88	1,87	0,96	1,01	1,05	1,38
э/с Мурманской обл.	13,270		13,113	13,202	13,310	13,405	13,530	13,655	13,769	13,892	
годовой темп, %	1,12	-0,83	-1,18	0,68	0,82	0,71	0,93	0,92	0,83	0,89	0,83
э/с Республики Коми	8,747		8,866	8,981	9,097	9,205	9,315	9,426	9,540	9,655	
годовой темп, %	0,38	0,14	1,36	1,30	1,29	1,19	1,20	1,19	1,21	1,21	1,23
э/с Санкт-Петербурга и Ленинградская обл.	43,393		43,486	45,005	46,565	48,265	49,951	51,728	53,108	54,026	
годовой темп, %	5,98	2,76	0,21	3,49	3,47	3,65	3,49	3,56	2,67	1,73	3,15
э/с Новгородской обл.	4,164		4,174	4,314	4,458	4,578	4,701	4,786	4,874	4,966	

	Факт	Средне- годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне- годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
годовой темп, %	6,36	2,06	0,24	3,35	3,34	2,69	2,69	1,81	1,84	1,89	2,51
э/с Псковской обл.	2,183		2,137	2,193	2,248	2,292	2,337	2,383	2,430	2,478	
годовой темп, %	4,70	2,38	-2,11	2,62	2,51	1,96	1,96	1,97	1,97	1,98	2,14

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Центра, млрд.кВт.ч

	Факт	Средне- годовой прирост за 2008- 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне- годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Центра	221,847		223,677	228,900	235,173	241,020	247,081	253,602	259,887	266,653	
годовой темп, %	4,79	0,62	0,82	2,34	2,74	2,49	2,51	2,64	2,48	2,60	2,54
э/с Белгородской обл.	14,144		14,755	14,968	15,188	15,533	15,854	16,247	16,530	17,295	
годовой темп, %	8,41	2,22	4,32	1,44	1,47	2,27	2,07	2,48	1,74	4,63	2,30
э/с Брянской обл.	4,290		4,334	4,373	4,429	4,520	4,553	4,587	4,620	4,654	
годовой темп, %	5,04	-0,45	1,03	0,90	1,28	2,05	0,73	0,75	0,72	0,74	1,02
э/с Владимирской обл.	6,947		6,965	7,038	7,224	7,378	7,555	7,750	7,946	8,063	
годовой темп, %	4,01	-0,36	0,26	1,05	2,64	2,13	2,40	2,58	2,53	1,47	2,11
э/с Вологодской обл.	13,606		13,599	13,746	13,960	14,096	14,232	14,453	14,603	14,707	
годовой темп, %	5,77	-2,47	-0,05	1,08	1,56	0,97	0,96	1,55	1,04	0,71	1,13
э/с Воронежской обл.	9,651		9,758	10,007	10,599	11,015	11,194	11,532	11,792	11,938	
годовой темп, %	5,80	1,04	1,11	2,55	5,92	3,92	1,63	3,02	2,25	1,24	2,92
э/с Ивановской обл.	3,812		3,698	3,753	3,781	3,806	3,832	3,858	3,884	3,912	
годовой темп, %	2,80	-2,87	-2,99	1,49	0,75	0,66	0,68	0,68	0,67	0,72	0,81
э/с Калужской обл.	5,041		5,119	5,512	6,482	7,007	7,539	8,022	8,295	8,485	
годовой темп, %	5,31	3,59	1,55	7,68	17,60	8,10	7,59	6,41	3,40	2,29	7,49
э/с Костромской обл.	3,682		3,611	3,658	3,693	3,710	3,723	3,737	3,751	3,765	
годовой темп, %	3,46	-0,89	-1,93	1,30	0,96	0,46	0,35	0,38	0,37	0,37	0,60
э/с Курской обл.	7,996		8,121	8,219	8,271	8,309	8,371	8,478	8,535	8,593	
годовой темп, %	3,63	-1,00	1,56	1,21	0,63	0,46	0,75	1,28	0,67	0,68	0,81
э/с Липецкой обл.	10,400		10,991	11,203	11,538	11,857	12,150	12,519	12,887	13,266	
годовой темп, %	9,53	-0,71	5,68	1,93	2,99	2,76	2,47	3,04	2,94	2,94	2,72

	Факт	Средне- годовой прирост за 2008- 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне- годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
э/с Орловской обл.	2,694		2,706	2,739	2,782	2,807	2,824	2,841	2,860	2,878	
годовой темп, %	2,47	-1,55	0,45	1,22	1,57	0,90	0,61	0,60	0,67	0,63	0,88
э/с Рязанской обл.	6,368		6,339	6,431	6,586	6,835	7,089	7,298	7,509	7,953	
годовой темп, %	5,03	0,27	-0,46	1,45	2,41	3,78	3,72	2,95	2,89	5,91	3,29
э/с Смоленской обл.	6,288		6,204	6,315	6,545	6,598	6,646	6,693	6,742	6,791	
годовой темп, %	2,38	1,65	-1,34	1,79	3,64	0,81	0,73	0,71	0,73	0,73	1,30
э/с Тамбовской обл.	3,381		3,445	3,526	3,596	3,668	3,739	3,804	3,869	3,933	
годовой темп, %	6,66	-2,15	1,89	2,35	1,99	2,00	1,94	1,74	1,71	1,65	1,91
э/с Тверской обл.	7,676		7,688	8,093	8,194	8,299	8,404	8,524	8,644	8,765	
годовой темп, %	3,98	0,64	0,16	5,27	1,25	1,28	1,27	1,43	1,41	1,40	1,89
э/с Тульской обл.	10,008		9,936	10,156	10,440	10,645	10,872	10,972	11,151	11,332	
годовой темп, %	5,43	-0,38	-0,72	2,21	2,80	1,96	2,13	0,92	1,63	1,62	1,90
э/с Ярославской обл.	8,133		8,185	8,285	8,364	8,435	8,553	8,673	8,795	8,921	
годовой темп, %	4,66	-1,14	0,64	1,22	0,95	0,85	1,40	1,40	1,41	1,43	1,24
э/с г. Москвы и Московской обл.	97,730		98,223	100,878	103,501	106,502	109,951	113,614	117,474	121,402	
годовой темп, %	3,97	1,68	0,50	2,70	2,60	2,90	3,24	3,33	3,40	3,34	3,07

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги, млрд.кВт.ч

	Факт	Средне- годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне- годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Средней Волги	104,992		108,005	109,921	112,330	114,582	116,827	119,231	121,392	123,458	
годовой темп, %	5,69	-0,68	2,87	1,77	2,19	2,00	1,96	2,06	1,81	1,70	1,93
э/с Нижегородской обл.	22,205		22,765	23,272	23,945	24,623	25,311	26,196	26,764	27,220	
годовой темп, %	11,06	1,34	2,52	2,23	2,89	2,83	2,79	3,50	2,17	1,70	2,59
э/с Самарской обл.	23,439		24,066	24,638	25,236	25,795	26,231	26,689	27,142	27,610	
годовой темп, %	4,72	-1,09	2,68	2,38	2,43	2,22	1,69	1,75	1,70	1,72	1,98
э/с Республики Марий-Эл	3,165		3,252	3,260	3,265	3,299	3,331	3,364	3,397	3,430	
годовой темп, %	13,60	0,35	2,75	0,25	0,15	1,04	0,97	0,99	0,98	0,97	0,76
э/с Республики Мордовия	3,047		3,237	3,257	3,319	3,374	3,435	3,496	3,554	3,613	
годовой темп, %	3,71	0,33	6,24	0,62	1,90	1,66	1,81	1,78	1,66	1,66	1,58
э/с Пензенской обл.	4,469		4,568	4,622	4,705	4,788	4,871	4,957	5,043	5,132	
годовой темп, %	2,03	-0,59	2,22	1,18	1,80	1,76	1,73	1,77	1,73	1,76	1,68
э/с Саратовской обл.	12,906		13,279	13,481	13,759	13,883	14,002	14,131	14,263	14,380	
годовой темп, %	4,35	-1,01	2,89	1,52	2,06	0,90	0,86	0,92	0,93	0,82	1,14
э/с Ульяновской обл.	5,900		6,039	6,135	6,242	6,355	6,461	6,561	6,661	6,763	
годовой темп, %	3,85	-1,69	2,36	1,59	1,74	1,81	1,67	1,55	1,52	1,53	1,63
э/с Республики Чувашия	5,008		5,267	5,373	5,475	5,558	5,641	5,735	5,833	5,934	
годовой темп, %	4,14	-3,78	5,17	2,01	1,90	1,52	1,49	1,67	1,71	1,73	1,72
э/с Республики Татарстан	24,853		25,532	25,883	26,384	26,907	27,544	28,102	28,735	29,376	
годовой темп, %	3,53	-1,22	2,73	1,37	1,94	1,98	2,37	2,03	2,25	2,23	2,02

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Юга, млрд.кВт.ч

	Факт	Средне- годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне- годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Юга	82,408		85,749	88,180	91,719	97,248	99,850	102,148	104,787	106,883	
годовой темп, %	5,52	1,64	4,05	2,84	4,01	6,03	2,68	2,30	2,58	2,00	3,20
э/с Астраханской обл.	4,203		4,286	4,372	4,512	4,681	4,737	4,807	4,877	4,948	
годовой темп, %	5,42	1,34	1,97	2,01	3,20	3,75	1,20	1,48	1,46	1,46	2,07
э/с Волгоградской обл.	18,714		19,091	19,286	19,480	19,687	19,885	20,085	20,291	20,473	
годовой темп, %	6,63	-1,08	2,01	1,02	1,01	1,06	1,01	1,01	1,03	0,90	1,00
э/с Чеченской Республики	2,146		2,331	2,438	2,545	2,646	2,764	2,880	2,995	3,114	
годовой темп, %	2,78	6,33	8,62	4,59	4,39	3,97	4,46	4,20	3,99	3,97	4,22
э/с Республики Дагестан	5,019		5,447	5,652	5,854	6,024	6,359	6,700	6,899	7,138	
годовой темп, %	6,47	3,90	8,53	3,76	3,57	2,90	5,56	5,36	2,97	3,46	3,94
э/с Каб-Балкарской Респ.	1,491		1,531	1,550	1,569	1,589	1,610	1,637	1,660	1,684	
годовой темп, %	1,91	1,69	2,68	1,24	1,23	1,27	1,32	1,68	1,41	1,45	1,37
э/с Республики Калмыкия	0,483		0,476	0,483	0,564	0,635	0,642	0,649	0,656	0,664	
годовой темп, %	4,32	0,14	-1,45	1,47	16,77	12,59	1,10	1,09	1,08	1,22	4,87
э/с Краснодарского края	20,682		21,961	23,180	25,333	28,833	30,046	31,108	32,117	33,123	
годовой темп, %	5,31	3,70	6,18	5,55	9,29	13,82	4,21	3,53	3,24	3,13	6,05
э/с Ростовской обл.	16,651		17,034	17,394	17,689	18,502	18,775	19,005	19,727	19,942	
годовой темп, %	6,40	1,80	2,30	2,11	1,70	4,60	1,48	1,23	3,80	1,09	2,28
э/с Республики Сев.Осетия	2,166		2,301	2,319	2,366	2,415	2,461	2,527	2,597	2,644	
годовой темп, %	1,17	0,33	6,23	0,78	2,03	2,07	1,90	2,68	2,77	1,81	2,00
э/с Кар-Черкесской Респ.	1,232		1,297	1,311	1,325	1,508	1,683	1,701	1,718	1,736	

	Факт	Средне- годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне- годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
годовой темп, %	3,97	-0,03	5,28	1,08	1,07	13,81	11,60	1,07	1,00	1,05	4,25
э/с Ставропольского края	9,068		9,380	9,545	9,792	10,001	10,126	10,253	10,421	10,559	
годовой темп, %	4,39	1,07	3,44	1,76	2,59	2,13	1,25	1,25	1,64	1,32	1,71
э/с Республики Ингушетия	0,553		0,614	0,650	0,690	0,727	0,762	0,796	0,829	0,858	
годовой темп, %	4,14	6,25	11,03	5,86	6,15	5,36	4,81	4,46	4,15	3,50	4,90

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Урала, млрд.кВт.ч

	Факт	Средне- годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне- годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Урала	248,731		254,598	257,986	262,255	266,654	270,624	274,412	278,005	281,684	
годовой темп, %	3,93	0,00	2,36	1,33	1,65	1,68	1,49	1,40	1,31	1,32	1,45
э/с Республики Башкортостан	24,162		24,983	25,338	25,758	26,363	26,801	27,301	27,810	28,328	
годовой темп, %	2,37	-1,27	3,40	1,42	1,66	2,35	1,66	1,87	1,86	1,86	1,81
э/с Кировской обл.	7,280		7,389	7,492	7,621	7,775	7,945	8,093	8,238	8,388	
годовой темп, %	3,38	-0,60	1,50	1,39	1,72	2,02	2,19	1,86	1,79	1,82	1,83
э/с Курганской обл.	4,311		4,493	4,565	4,652	4,736	4,811	4,885	4,961	5,035	
годовой темп, %	3,18	-2,30	4,22	1,60	1,91	1,81	1,58	1,54	1,56	1,49	1,64
э/с Оренбургской обл.	15,976		16,460	16,691	16,936	17,217	17,455	17,708	18,002	18,301	
годовой темп, %	5,32	0,34	3,03	1,40	1,47	1,66	1,38	1,45	1,66	1,66	1,53
э/с Пермского края	22,882		23,558	23,883	24,233	24,675	25,118	25,567	25,917	26,313	
годовой темп, %	4,36	-1,70	2,95	1,38	1,47	1,82	1,80	1,79	1,37	1,53	1,59
э/с Свердловской обл.	44,714		46,188	46,956	47,444	47,967	48,769	49,619	50,475	51,285	
годовой темп, %	6,28	-2,17	3,30	1,66	1,04	1,10	1,67	1,74	1,73	1,60	1,51
э/с Удмуртской Республики	8,637		9,114	9,285	9,492	9,663	9,948	10,125	10,306	10,489	
годовой темп, %	3,34	-0,02	5,52	1,88	2,23	1,80	2,95	1,78	1,79	1,78	2,03
э/с Челябинской обл.	35,048		36,192	36,427	37,160	37,816	38,507	39,106	39,709	40,356	
годовой темп, %	8,45	-1,28	3,26	0,65	2,01	1,77	1,83	1,56	1,54	1,63	1,57
э/с Тюменской обл.	85,721		86,221	87,349	88,959	90,442	91,270	92,008	92,587	93,189	
годовой темп, %	1,26	2,83	0,58	1,31	1,84	1,67	0,92	0,81	0,63	0,65	1,12

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири, млрд.кВт.ч

	Факт	Средне- годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне- годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Сибири	208,354		204,966	209,834	213,622	223,009	231,447	239,442	246,493	249,690	
годовой темп, %	3,70	1,40	-1,63	2,38	1,81	4,39	3,78	3,45	2,94	1,30	2,86
э/с Алтайского кр.	10,921		10,812	11,094	11,294	11,562	11,767	11,952	12,363	12,541	
годовой темп, %	4,29	1,56	-1,00	2,61	1,80	2,37	1,77	1,57	3,44	1,44	2,14
э/с Республики Бурятия	5,490		5,350	5,505	5,662	5,718	5,777	5,844	5,932	5,990	
годовой темп, %	4,91	3,30	-2,55	2,90	2,85	0,99	1,03	1,16	1,51	0,98	1,63
э/с Иркутской обл.	54,422		53,179	54,378	55,135	59,352	63,561	66,533	68,801	69,390	
годовой темп, %	3,60	0,76	-2,28	2,25	1,39	7,65	7,09	4,68	3,41	0,86	3,87
э/с Красноярского кр.	43,261		42,395	43,351	44,212	46,629	48,540	51,633	54,149	54,724	
годовой темп, %	3,17	1,51	-2,00	2,25	1,99	5,47	4,10	6,37	4,87	1,06	3,71
э/с Республики Тыва	0,710		0,710	0,715	0,745	0,913	1,048	1,082	1,147	1,226	
годовой темп, %	4,87	2,26	0,00	0,70	4,20	22,55	14,79	3,24	6,01	6,89	8,12
э/с Новосибирской обл.	14,949		14,758	15,050	15,331	15,645	15,957	16,319	16,683	17,047	
годовой темп, %	5,00	1,66	-1,28	1,98	1,87	2,05	1,99	2,27	2,23	2,18	2,08
э/с Омской обл.	10,392		10,480	10,650	10,859	11,085	11,298	11,512	11,628	11,745	
годовой темп, %	2,04	-0,05	0,85	1,62	1,96	2,08	1,92	1,89	1,01	1,01	1,64
э/с Томской обл.	9,051		8,860	8,979	9,089	9,201	9,317	9,435	9,542	9,655	
годовой темп, %	3,55	9,32	-2,11	1,34	1,23	1,23	1,26	1,27	1,13	1,18	1,24
э/с Забайкальского кр.	7,569		7,563	7,741	7,955	8,147	8,359	8,535	8,770	9,014	
годовой темп, %	2,04	3,52	-0,08	2,35	2,76	2,41	2,60	2,11	2,75	2,78	2,54

	Факт	Ср.год. темп за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
э/с Республики Хакасия	17,609		16,810	17,583	17,737	17,989	18,069	18,149	18,228	18,310	
годовой темп, %	<i>0,61</i>	<i>3,79</i>	<i>-4,54</i>	<i>4,60</i>	<i>0,88</i>	<i>1,42</i>	<i>0,44</i>	<i>0,44</i>	<i>0,44</i>	<i>0,45</i>	<i>1,23</i>
э/с Кемеровской обл.	33,980		34,049	34,788	35,603	36,768	37,754	38,448	39,250	40,048	
годовой темп, %	<i>6,20</i>	<i>-1,07</i>	<i>0,20</i>	<i>2,17</i>	<i>2,34</i>	<i>3,27</i>	<i>2,68</i>	<i>1,84</i>	<i>2,09</i>	<i>2,03</i>	<i>2,35</i>

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Востока, млрд.кВт.ч

	Факт	Средне- годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне- годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Востока	29,906		30,521	31,833	33,306	34,357	35,858	36,668	37,271	37,862	
годовой темп прироста, %	5,88	2,78	2,06	4,30	4,63	3,16	4,37	2,26	1,64	1,59	3,13
э/с Амурской обл.	7,218		7,391	7,573	7,903	8,025	8,178	8,261	8,369	8,460	
годовой темп, %	8,28	5,49	2,40	2,46	4,36	1,54	1,91	1,01	1,31	1,09	1,95
э/с Приморского кр.	12,136		12,426	13,110	13,546	14,086	14,942	15,247	15,475	15,781	
годовой темп, %	5,87	3,02	2,39	5,50	3,33	3,99	6,08	2,04	1,50	1,98	3,47
э/с Хабаровского кр. (без учета Николаевского э/у)	9,064		9,112	9,520	10,111	10,361	10,603	10,799	10,996	11,187	
годовой темп, %	3,72	0,99	0,53	4,48	6,21	2,47	2,34	1,85	1,82	1,74	2,97
э/с Южно Якутского э/р	1,488		1,592	1,630	1,746	1,885	2,135	2,361	2,431	2,434	
годовой темп, %	7,98	-0,20	6,99	2,39	7,12	7,96	13,26	10,59	2,96	0,12	6,25

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип монтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
52 Агр. дизельных эл.ст.		под замену	0,3							0,3
53 Агр. дизельных эл.ст.		под замену	1,8							1,8
Всего по станции			2,1							2,1
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области										
Ленинградская АЭС	Росэнергоатом									
1 РБМК-1000		окончательный					1000,0			1000,0
2 РБМК-1000		окончательный						1000,0		1000,0
Всего по станции							1000,0	1000,0		2000,0
ГРЭС-19 Киришская										
	ОГК-2									
1 ПТ-50-130		окончательный				50,0				50,0
4 ПТ-60-130		окончательный				60,0				60,0
Всего по станции						110,0				110,0
ТЭЦ-8 Дубровская										
	ТГК-1									
1 К-50-90		окончательный	50,0							50,0
ТЭЦ-14 Первомайская (г.СПб)										
	ТГК-1									
1 ПТ-30-90		окончательный	30,0							30,0
2 ПТ-30-90		окончательный	30,0							30,0
5 Т-...-130		окончательный	46,0							46,0
7 Т-50-130		окончательный	50,0							50,0
Всего по станции			156,0							156,0
Центральная ТЭЦ (г.СПб)										
	ТГК-1									
4 Р-...-29		окончательный						20,5		20,5
5 Т-23-90		окончательный						23,0		23,0
7 Т-30-90		окончательный						30,0		30,0
Всего по станции								73,5		73,5
ТЭЦ-1 Обуховэнерго										
	Обуховэнерго									
1 П-25-29		окончательный			25,0					25,0
2 Р-12-35		окончательный			12,0					12,0
Всего по станции					37,0					37,0
Энергосистема Мурманской области										
Кольская АЭС	Росэнергоатом									
1 ВВЭР-440		окончательный							440,0	440,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Северо-Запада - всего										
Демонтаж всего			257,8		57,8	125,5	1000,0	1073,5	566,0	3080,6
АЭС							1000,0	1000,0	440,0	2440,0
ТЭС-всего			257,8		57,8	125,5		73,5	126,0	640,6
ТЭЦ			205,0		57,8	125,5		73,5	126,0	587,8
КЭС			50,0							50,0
дизельные			2,8							2,8
Демонтаж под замену			2,8							2,8
ТЭС-всего			2,8							2,8
дизельные			2,8							2,8
ОЭС Центра										
Энергосистема Белгородской области										
Губкинская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
1 Р-9-35		окончательный				9,0				9,0
2 Р-10-35		окончательный				10,0				10,0
3 Р-10-35		окончательный				10,0				10,0
4 Р-17-29		окончательный				17,0				17,0
Всего по станции						46,0				46,0
Энергосистема Брянской области										
Брянская ГРЭС	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
2 К-28-29		окончательный	28,0							28,0
Энергосистема Владимирской области										
Владимирская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
3 Т-93-130		окончательный							93,0	93,0
4 Т-93-130		окончательный					93,0			93,0
Всего по станции							93,0		93,0	186,0
Энергосистема Воронежской области										
Нововоронежская АЭС	Росэнергоатом									
3 ВВЭР-417		окончательный					417,0			417,0
4 ВВЭР-417		окончательный						417,0		417,0
Всего по станции							417,0	417,0		834,0
Воронежская ТЭЦ-1										
7 Р-20-90	ОАО "Квадра" (ТГК-4)	под замену							20,0	20,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Энергосистема Ивановской области										
Ивановская ТЭЦ-1(кот.)	ЗАО "КЭС"									
1 ГТУ-6 (Т)		окончательный				6,0				6,0
2 ГТУ-6 (Т)		окончательный				6,0				6,0
Всего по станции						12,0				12,0
Энергосистема Костромской области										
Костромская ТЭЦ-1	ТГК-2									
4 П-6-35		окончательный					6,0			6,0
Энергосистема Курской области										
Курская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
2 Т-27-90		окончательный					27,0			27,0
Энергосистема Липецкой области										
Данковская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
1 Т-6-35		окончательный					6,0			6,0
2 Р-4-35		окончательный						4,0		4,0
Всего по станции							6,0	4,0		10,0
ТЭЦ ОАО "НЛМК"										
3 Р-12-90	ОАО "Новолип.мет.комб"	под замену				12,0				12,0
5 ПТ-60-90		под замену						60,0		60,0
Всего по станции						12,0		60,0		72,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области										
ТЭЦ-20 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
1 Т-30-90		окончательный				30,0				30,0
2 Т-30-90		окончательный				30,0				30,0
3 Т-30-90		окончательный				30,0				30,0
10 Т-100-130		окончательный				100,0				100,0
Всего по станции						190,0				190,0
ТЭЦ-12 с фил.(ТЭЦ-7) Мосэнерго										
5 ПТ-60-130	Мосэнерго (ТГК-3)	окончательный					60,0			60,0
6 ПТ-60-130		окончательный						60,0		60,0
Всего по станции							60,0	60,0		120,0
ТЭЦ-8 фил.ТЭЦ-9 Мосэнерго										
5 Р-25-130	Мосэнерго (ТГК-3)	окончательный						25,0		25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
4 ПТ-50-90		под замену						50,0		50,0
5 Т-42-90		окончательный	42,0							42,0
Всего по станции			64,0					95,0		159,0
Мобильные ГТЭС в г. Сочи										
Мобильные ГТЭС										
1 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
2 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
3 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
4 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
5 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
6 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
7 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
8 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
9 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
Всего по станции						202,5				202,5
Энергосистема Ставропольского края										
Невинномысская ГРЭС										
Энел ОГК-5										
11 К-160-130		окончательный				160,0				160,0
12 ПГУ-170		окончательный				170,0				170,0
Всего по станции						330,0				330,0
ОЭС Юга - всего										
Демонтаж всего			64,0			532,5		95,0		691,5
ТЭС-всего			64,0			532,5		95,0		691,5
ТЭЦ			64,0					95,0		159,0
КЭС						532,5				532,5
Демонтаж под замену								95,0		95,0
ТЭС-всего								95,0		95,0
ТЭЦ								95,0		95,0
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										
Стерлитамакская ТЭЦ										
Башкирэнерго										
1 ПТ-30-90		окончательный		30,0						30,0
3 ПТ-25-90		окончательный				25,0				25,0
Всего по станции				30,0		25,0				55,0
Уфимская ТЭЦ-4										
Башкирэнерго										
1 ПТ-30-90		окончательный			30,0					30,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
8 К-100-90		окончательный				100,0				100,0
Нижнетуринская ГРЭС	ЗАО "КЭС"									
4 Р-...-130		окончательный					15,0			15,0
8 Т-88-90		окончательный					88,0			88,0
9 Т-88-90		окончательный				88,0				88,0
Всего по станции						88,0	103,0			191,0
Первоуральская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 ПР-12-35		под замену						12,0		12,0
Свердловская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
5 ПР-12-29		окончательный				12,0				12,0
Богословская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 Р-20-29		окончательный				20,0				20,0
2 Р-20-29		окончательный				20,0				20,0
3 Р-10-29		окончательный				10,0				10,0
6 Т-33-29		окончательный				33,0				33,0
7 Р-...-29		окончательный				41,0				41,0
8 Р-6-29		окончательный				6,0				6,0
10 Р-6-29		окончательный				5,5				5,5
Всего по станции						135,5				135,5
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО										
*ООО "Сургутнефтегаз"	ОАО "Сургутнефтегаз"									
51 ГТ КЭС		под замену	6,5							6,5
Энергосистема Челябинской области										
Троицкая ГРЭС	ОГК-2									
1 Т-85-90		окончательный				85,0				85,0
2 Т-85-90		окончательный				85,0				85,0
3 Т-85-90		окончательный					85,0			85,0
Всего по станции						170,0	85,0			255,0
Южно-Уральская ГРЭС	ОГК-3									
4 П-35-90		окончательный				35,0				35,0
6 К-100-90		окончательный				100,0				100,0
Всего по станции						135,0				135,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Урала - всего										
Демонтаж всего			157,5	84,0	60,0	948,4	433,3	92,0	191,0	1966,2
ТЭС-всего			157,5	84,0	60,0	948,4	433,3	92,0	191,0	1966,2
ТЭЦ			151,0	84,0	60,0	748,4	433,3	92,0	191,0	1759,7
КЭС			6,5			200,0				206,5
Демонтаж под замену			66,5	50,0		60,0	60,0	12,0		248,5
ТЭС-всего			66,5	50,0		60,0	60,0	12,0		248,5
ТЭЦ			60,0	50,0		60,0	60,0	12,0		242,0
КЭС			6,5							6,5
ОЭС Сибири										
Энергосистема Республики Бурятия										
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	ТГК-14									
6 ПТ-30-90		под замену						30,0		30,0
Энергосистема Забайкальского края										
Читинская ТЭЦ-1	ТГК-14									
1 ПТ-60-90		под замену						60,0		60,0
Энергосистема Иркутской области										
Усть-Илимская ТЭЦ	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
2 Р-10-130		окончательный	10,0							10,0
Энергосистема Красноярского края										
Красноярская ТЭЦ-1	Енисейская ТГК(ТГК-13)									
8 ПТ-60-90		окончательный				60,0				60,0
Энергосистема Кемеровской области										
Томь-Усинская ГРЭС	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
2 К-100-90		окончательный				100,0				100,0
3 К-100-90		окончательный				100,0				100,0
Всего по станции						200,0				200,0
Кемеровская ТЭЦ	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
1 Р-5-35		окончательный	5,0							5,0
Ново-Кемеровская ТЭЦ	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
9 Р-50-130		окончательный					50,0			50,0
10 Р-50-130		окончательный						50,0		50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
13 Р-50-130		окончательный							50,0	50,0
Всего по станции							50,0	50,0	50,0	150,0
Кузнецкая ТЭЦ (Кузб)										
11 Т-20-90	Кузбассэнерго (ТГК-12)	окончательный	20,0							20,0
Энергосистема Омской области										
Омская ТЭЦ-3										
10 ПТ-50-130	ТГК-11	под замену		50,0						50,0
Энергосистема Республики Хакасия										
ГТТЭС ПС ГПП-3 (Означенная)										
1 ГТ КЭС	Мобильные ГТЭС	окончательный		22,5						22,5
ОЭС Сибири - всего										
Демонтаж всего			35,0	72,5		260,0	50,0	140,0	50,0	607,5
ТЭС-всего			35,0	72,5		260,0	50,0	140,0	50,0	607,5
ТЭЦ			35,0	50,0		60,0	50,0	140,0	50,0	385,0
КЭС				22,5		200,0				222,5
Демонтаж под замену				50,0				90,0		140,0
ТЭС-всего				50,0				90,0		140,0
ТЭЦ				50,0				90,0		140,0
ОЭС Востока										
Энергосистема Амурской области										
Райчихинская ГРЭС										
4 К-12-29	РАО ЭС Востока	окончательный					12,0			12,0
5 Р-7-29		окончательный					7,0			7,0
Всего по станции							19,0			19,0
Энергосистема Приморского края										
Артемовская ТЭЦ										
7 К-100-90	РАО ЭС Востока	окончательный						100,0		100,0
8 К-100-90		под замену						100,0		100,0
Всего по станции								200,0		200,0
Владивостокская ТЭЦ-2										
2 Т-...-130	РАО ЭС Востока	окончательный						98,0		98,0
3 Т-105-130		окончательный						105,0		105,0
Всего по станции								203,0		203,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Партизанская ГРЭС										
3 К-...-90	РАО ЭС Востока	окончательный			41,0					41,0
Энергосистема Хабаровского края										
Майская ГРЭС										
1 К-12-35	РАО ЭС Востока	окончательный							12,0	12,0
3 К-6-35		окончательный							6,0	6,0
4 К-12-35		окончательный							12,0	12,0
6 ГТ-12		окончательный							12,0	12,0
7 ГТ-12		окончательный							12,0	12,0
8 ГТ-12		окончательный							12,0	12,0
9 ГТ-12		окончательный							12,0	12,0
Всего по станции									78,0	78,0
Хабаровская ТЭЦ-1										
1 ПР-25-90	РАО ЭС Востока	под замену						25,0		25,0
2 ПТ-30-90		окончательный						30,0		30,0
3 ПР-25-90		окончательный						25,0		25,0
6 ПТ-50-90		окончательный					50,0			50,0
7 Т-100-130		под замену					100,0			100,0
8 Т-100-130		под замену							100,0	100,0
9 Т-105-130		окончательный						105,0		105,0
Всего по станции							150,0	185,0	100,0	435,0
Комсомольская ТЭЦ-2										
1 Р-10-29	РАО ЭС Востока	окончательный							10,0	10,0
2 Р-15-29		окончательный							15,0	15,0
4 Р-9-29		окончательный		9,0						9,0
5 Т-28-90		окончательный							27,5	27,5
6 ПТ-60-90		окончательный					60,0			60,0
7 Т-55-130		окончательный		55,0						55,0
8 Т-55-130		окончательный						55,0		55,0
13 Р-9-29		окончательный		9,0						9,0
Всего по станции				73,0			60,0	55,0	52,5	240,5
Амурская ТЭЦ-1										
1 ПР-25-90	РАО ЭС Востока	окончательный							25,0	25,0
2 ПТ-60-90		окончательный							60,0	60,0
Всего по станции									85,0	85,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Южно-Якутский энергорайон										
Чульманская ТЭЦ	РАО ЭС Востока									
3 ПТ-12-35		окончательный						12,0		12,0
5 К-12-35		окончательный						12,0		12,0
6 ПТ-12-35		окончательный						12,0		12,0
7 ПТ-12-35		окончательный						12,0		12,0
Всего по станции								48,0		48,0
ОЭС Востока - всего										
Демонтаж всего				73,0	41,0		229,0	691,0	315,5	1349,5
ТЭС-всего				73,0	41,0		229,0	691,0	315,5	1349,5
ТЭЦ				73,0			217,0	479,0	237,5	1006,5
КЭС					41,0		12,0	212,0	78,0	343,0
Демонтаж под замену							100,0	125,0	100,0	325,0
ТЭС-всего							100,0	125,0	100,0	325,0
ТЭЦ							100,0	25,0	100,0	225,0
КЭС								100,0		100,0
ЕЭС России - всего										
Демонтаж всего			846,5	389,5	158,8	2918,4	3051,3	2923,5	1239,5	11527,5
АЭС							1417,0	1417,0	440,0	3274,0
ТЭС-всего			846,5	389,5	158,8	2918,4	1634,3	1506,5	799,5	8253,5
ТЭЦ			724,7	232,0	117,8	1845,9	1482,3	1154,5	721,5	6278,7
КЭС			119,0	157,5	41,0	1072,5	152,0	352,0	78,0	1972,0
дизельные			2,8							2,8
Демонтаж под замену			69,3	147,5		72,0	160,0	382,0	120,0	950,8
ТЭС-всего			69,3	147,5		72,0	160,0	382,0	120,0	950,8
ТЭЦ			60,0	125,0		72,0	160,0	282,0	120,0	819,0
КЭС			6,5	22,5				100,0		129,0
дизельные			2,8							2,8

Приложение № 3
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы, не вошедшие в инвестиционные программы генерирующих компаний

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области										
ГРЭС-19 Киришская										
6 Р-40-130	ОГК-2	под замену	40,0							40,0
ТЭЦ-14 Первомайская (г.СПб)										
3 ПТ-...-130	ТГК-1	окончательный			58,0					58,0
4 ПТ-60-130		окончательный			60,0					60,0
Всего по станции					118,0					118,0
Центральная ТЭЦ (г.СПб)										
11 Р-2-29	ТГК-1	окончательный		2,0						2,0
ОЭС Северо-Запада - всего										
Демонтаж всего			40,0	2,0	118,0	0,0	0,0	0,0	0,0	160,0
ТЭС-всего			40,0	2,0	118,0	0,0	0,0	0,0	0,0	160,0
ТЭЦ			40,0	2,0	118,0	0,0	0,0	0,0	0,0	160,0
ОЭС Центра										
Энергосистема Владимирской области										
Владимирская ТЭЦ-2										
2 ПТ-55-130	ЗАО "КЭС"	окончательный	54,5							54,5
Энергосистема Воронежской области										
Воронежская ТЭЦ-1										
3 ПТ-30-90	ОАО "Квадра" (ТГК-4)	окончательный	30,0							30,0
4 ПТ-30-90		окончательный		30,0						30,0
5 ПТ-30-90		под замену		30,0						30,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
6 ПТ-30-90		под замену		30,0						30,0
Всего по станции			30,0	90,0						120,0
Энергосистема Ивановской области										
Ивановская ТЭЦ-2										
5 ПТ-60-90	ЗАО "КЭС"	окончательный		60,0						60,0
Энергосистема Липецкой области										
Елецкая ТЭЦ										
3 ПР-10-35	ОАО "Квадра" (ТГК-4)	окончательный			10,0					10,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области										
ТЭЦ-12 с фил.(ТЭЦ-7) Мосэнерго										
1 П-6-29	Мосэнерго (ТГК-3)	окончательный		6,0						6,0
2 Р-6-29		окончательный		6,0						6,0
Всего по станции				12,0						12,0
ТЭЦ-16 Мосэнерго										
1 Т-30-90	Мосэнерго (ТГК-3)	окончательный			30,0					30,0
2 Т-25-90		окончательный			25,0					25,0
3 Т-50-90		окончательный			50,0					50,0
4 Т-25-90		окончательный			25,0					25,0
Всего по станции					130,0					130,0
ГЭС-1 им.Смидовича										
7 Р-10-35	Мосэнерго (ТГК-3)	окончательный			10,0					10,0
Энергосистема Смоленской области										
Дорогобужская ТЭЦ										
2 Т-...-90	ОАО "Квадра" (ТГК-4)	окончательный			38,0					38,0
ОЭС Центра - всего										
Демонтаж всего			84,5	162,0	188,0	0,0	0,0	0,0	0,0	434,5
ТЭС-всего			84,5	162,0	188,0	0,0	0,0	0,0	0,0	434,5
ТЭЦ			84,5	162,0	188,0	0,0	0,0	0,0	0,0	434,5
ОЭС Средней Волги										
Энергосистема Нижегородской области										
Игумновская ТЭЦ										
5 ПТ-25-90	ЗАО "КЭС"	окончательный		25,0						25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
5 Р-50-130		окончательный	50,0							50,0
Энергосистема Пермского края										
Пермская ТЭЦ-9										
	ЗАО "КЭС"									
1 ПТ-25-90		окончательный			25,0					25,0
2 ПТ-30-90		окончательный			30,0					30,0
3 Р-25-90		окончательный			25,0					25,0
Всего по станции					80,0					80,0
Закамская ТЭЦ-5										
	ЗАО "КЭС"									
2 Р-15-29		окончательный		15,0						15,0
Энергосистема Свердловской области										
Серовская ГРЭС										
	ОГК-2									
1 К-50-90		окончательный		50,0						50,0
2 К-50-90		окончательный		50,0						50,0
4 К-50-90		окончательный		50,0						50,0
5 Т-88-90		окончательный			88,0					88,0
6 К-100-90		окончательный			100,0					100,0
7 К-100-90		окончательный			100,0					100,0
Всего по станции				150,0	288,0					438,0
Нижнетуринская ГРЭС										
	ЗАО "КЭС"									
10 Т-88-90		окончательный		88,0						88,0
Свердловская ТЭЦ										
	ЗАО "КЭС"									
3 ПР-12-29		окончательный		12,0						12,0
Красногорская ТЭЦ										
	ЗАО "КЭС"									
1 Р-14-29		под замену			14,0					14,0
2 Р-17-29		под замену			17,0					17,0
4 Р-14-29		под замену			14,0					14,0
Всего по станции					45,0					45,0
Энергосистема Республики Удмуртия										
Ижевская ТЭЦ-1										
	ЗАО "КЭС"									
6 ПТ-...-35		окончательный			9,0					9,0
Энергосистема Челябинской области										
Троицкая ГРЭС										
	ОГК-2									
9 К-485-240		окончательный			485,0					485,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Южно-Уральская ГРЭС										
	ОГК-3									
2 К-50-90		окончательный			50,0					50,0
3 К-50-90		окончательный		50,0						50,0
Всего по станции				50,0	50,0					100,0
ОЭС Урала - всего										
Демонтаж всего			50,0	315,0	957,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1322,0
ТЭС-всего			50,0	315,0	957,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1322,0
ТЭЦ			50,0	115,0	134,0	0,0	0,0	0,0	0,0	299,0
КЭС			0,0	200,0	823,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1023,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай										
Барнаулская ТЭЦ-2										
	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
1 ПТ-25-90		окончательный		25,0						25,0
2 ПТ-25-90		окончательный		25,0						25,0
3 ПТ-30-90		окончательный			30,0					30,0
Всего по станции				50,0	30,0					80,0
Энергосистема Иркутской области										
Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)										
	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
1 ПТ-21-90		окончательный		21,0						21,0
5 П-19-90		окончательный		19,0						19,0
Всего по станции				40,0						40,0
Энергосистема Красноярского края										
Красноярская ТЭЦ-1										
	Енисейская ТГК(ТГК-13)									
3 ПТ-25-90		окончательный	25,0							25,0
4 ПТ-25-90		окончательный		25,0						25,0
5 ПТ-25-90		окончательный		25,0						25,0
6 ПТ-25-90		окончательный		25,0						25,0
7 ПТ-60-90		окончательный			60,0					60,0
Всего по станции			25,0	75,0	60,0					160,0
Энергосистема Кемеровской области										
Томь-Усинская ГРЭС										
	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
1 К-100-90		окончательный			100,0					100,0
ОЭС Сибири - всего										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Демонтаж всего			25,0	165,0	190,0	0,0	0,0	0,0	0,0	380,0
ТЭС-всего			25,0	165,0	190,0	0,0	0,0	0,0	0,0	380,0
ТЭЦ			25,0	165,0	90,0	0,0	0,0	0,0	0,0	280,0
КЭС			0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
ОЭС Востока										
Энергосистема Хабаровского края										
Майская ГРЭС	РАО ЭС Востока									
1 К-12-35		окончательный			12,0					12,0
3 К-6-35		окончательный			6,0					6,0
4 К-12-35		окончательный			12,0					12,0
6 ГТ-12		окончательный				12,0				12,0
7 ГТ-12		окончательный				12,0				12,0
8 ГТ-12		окончательный				12,0				12,0
9 ГТ-12		окончательный				12,0				12,0
Всего по станции					30,0	48,0				78,0
ОЭС Востока - всего										
Демонтаж всего			0,0	0,0	30,0	48,0	0,0	0,0	0,0	78,0
ТЭС-всего			0,0	0,0	30,0	48,0	0,0	0,0	0,0	78,0
КЭС			0,0	0,0	30,0	48,0	0,0	0,0	0,0	78,0
ЕЭС России - всего										
Демонтаж всего			334,5	779,0	1608,0	48,0	0,0	0,0	0,0	2769,5
ТЭС-всего			334,5	779,0	1608,0	48,0	0,0	0,0	0,0	2769,5
ТЭЦ			334,5	579,0	655,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1568,5
КЭС			0,0	200,0	953,0	48,0	0,0	0,0	0,0	1201,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					41,6			41,6
		после модернизации					41,6			41,6
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						41,6		41,6
		после модернизации						41,6		41,6
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							41,6	41,6
		после модернизации							41,6	41,6
Всего по станции										
До модернизации							41,6	41,6	41,6	124,8
После модернизации							41,6	41,6	41,6	124,8
ГЭС-6 Волховская	ТГК-1									
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					9,0			9,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					12,0			12,0
		изменение					3,0			3,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						9,0		9,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						12,0		12,0
		изменение						3,0		3,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							9,0	9,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							12,0	12,0
		изменение							3,0	3,0
Всего по станции										
До модернизации							9,0	9,0	9,0	27,0
После модернизации							12,0	12,0	12,0	36,0
Изменение мощности							3,0	3,0	3,0	9,0
Энергосистема Мурманской области										
Верхне-Тулумская ГЭС	ТГК-1									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						67,0		67,0
		после модернизации						67,0		67,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				67,0				67,0
		после модернизации				67,0				67,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					67,0			67,0
		после модернизации					67,0			67,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							67,0	67,0
		после модернизации							67,0	67,0
Всего по станции										
До модернизации						67,0	67,0	67,0	67,0	268,0
После модернизации						67,0	67,0	67,0	67,0	268,0
Кайтакоски ГЭС-4	ТГК-1									
1 агрегаты малых ГЭС		до модернизации							5,6	5,6
1 агрегаты малых ГЭС		после модернизации							6,6	6,6
		изменение							1,0	1,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Кумская ГЭС-9	ТГК-1									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						40,0		40,0
		после модернизации						40,0		40,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							40,0	40,0
		после модернизации							40,0	40,0
Всего по станции										
До модернизации								40,0	40,0	80,0
После модернизации								40,0	40,0	80,0
Йовская ГЭС-10	ТГК-1									
1 г/а пропеллерн.		до модернизации		48,0						48,0
1 г/а пропеллерн.		после модернизации		47,0						47,0
		изменение		-1,0						-1,0
2 г/а пропеллерн.		до модернизации			48,0					48,0
2 г/а пропеллерн.		после модернизации			47,0					47,0
		изменение			-1,0					-1,0
Всего по станции										
До модернизации				48,0	48,0					96,0
После модернизации				47,0	47,0					94,0
Изменение мощности				-1,0	-1,0					-2,0
ОЭС Северо-Запада - всего										
До модернизации			46,8	71,5	48,0	67,0	139,6	179,6	163,2	715,7
ГЭС			46,8	71,5	48,0	67,0	139,6	179,6	163,2	715,7
После модернизации			60,0	76,5	47,0	67,0	148,1	188,1	167,2	753,9
ГЭС			60,0	76,5	47,0	67,0	148,1	188,1	167,2	753,9
Изменение мощности			13,2	5,0	-1,0		8,5	8,5	4,0	38,2
ГЭС			13,2	5,0	-1,0		8,5	8,5	4,0	38,2
ОЭС Центра										
Энергосистема г.Москвы и Московской области										
ТЭЦ-21 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
6 Т-100-130		до модернизации				100,0				100,0
6 Т-110-130		после модернизации				110,0				110,0
		изменение				10,0				10,0
ТЭЦ-23 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
3 Т-100-130		до модернизации				100,0				100,0
3 Т-110-130		после модернизации				110,0				110,0
		изменение				10,0				10,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Энергосистема Рязанской области										
Рязанская ГРЭС	ОГК-2									
2 К-...-240		до модернизации			270,0					270,0
2 К-330-240		после модернизации			330,0					330,0
		изменение			60,0					60,0
Энергосистема Ярославской области										
Рыбинская ГЭС	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						55,0		55,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						65,0		65,0
		изменение						10,0		10,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			55,0					55,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			65,0					65,0
		изменение			10,0					10,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					55,0			55,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					65,0			65,0
		изменение					10,0			10,0
Всего по станции										
До модернизации					55,0		55,0		55,0	165,0
После модернизации					65,0		65,0		65,0	195,0
Изменение мощности					10,0		10,0		10,0	30,0
Угличская ГЭС										
1 г/а пов.-лопаст. верт.	РусГидро	до модернизации						55,0		55,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						65,0		65,0
		изменение						10,0		10,0
ОЭС Центра - всего										
До модернизации					325,0	200,0	55,0	55,0	55,0	690,0
ГЭС					55,0		55,0	55,0	55,0	220,0
ТЭС-всего					270,0	200,0				470,0
ТЭЦ						200,0				200,0
КЭС					270,0					270,0
После модернизации					395,0	220,0	65,0	65,0	65,0	810,0
ГЭС					65,0		65,0	65,0	65,0	260,0
ТЭС-всего					330,0	220,0				550,0
ТЭЦ						220,0				220,0
КЭС					330,0					330,0
Изменение мощности					70,0	20,0	10,0	10,0	10,0	120,0
ГЭС					10,0		10,0	10,0	10,0	40,0
ТЭС-всего					60,0	20,0				80,0
ТЭЦ						20,0				20,0
КЭС					60,0					60,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Средней Волги										
Энергосистема Нижегородской области										
Нижегородская ГЭС										
	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				65,0				65,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации				68,0				68,0
		изменение				3,0				3,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					65,0			65,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					68,0			68,0
		изменение					3,0			3,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							65,0	65,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							68,0	68,0
		изменение							3,0	3,0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						65,0		65,0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						68,0		68,0
		изменение						3,0		3,0
Всего по станции										
До модернизации										
После модернизации										
Изменение мощности										
						65,0	65,0	65,0	65,0	260,0
						68,0	68,0	68,0	68,0	272,0
						3,0	3,0	3,0	3,0	12,0
Энергосистема Самарской области										
Жигулевская ГЭС										
	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			115,0					115,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			125,5					125,5
		изменение			10,5					10,5
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		115,0						115,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		125,5						125,5
		изменение		10,5						10,5
4 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		115,0						115,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		125,5						125,5
		изменение		10,5						10,5
7 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						115,0		115,0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						125,5		125,5
		изменение						10,5		10,5
8 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						115,0		115,0
8 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						125,5		125,5
		изменение						10,5		10,5
11 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					115,0			115,0
11 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					125,5			125,5
		изменение					10,5			10,5
12 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				115,0				115,0
12 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации				125,5				125,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
		изменение				10,5				10,5
13 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					115,0			115,0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					125,5			125,5
		изменение					10,5			10,5
14 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					115,0			115,0
14 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					125,5			125,5
		изменение					10,5			10,5
16 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				115,0				115,0
16 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации				125,5				125,5
		изменение				10,5				10,5
17 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				115,0				115,0
17 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации				125,5				125,5
		изменение				10,5				10,5
18 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						115,0		115,0
18 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						125,5		125,5
		изменение						10,5		10,5
19 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			115,0					115,0
19 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			125,5					125,5
		изменение			10,5					10,5
20 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					115,0			115,0
20 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					125,5			125,5
		изменение					10,5			10,5
Всего по станции										
До модернизации				230,0	230,0	345,0	460,0	345,0		1610,0
После модернизации				251,0	251,0	376,5	502,0	376,5		1757,0
Изменение мощности				21,0	21,0	31,5	42,0	31,5		147,0
Энергосистема Саратовской области										
Саратовская ГЭС										
	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						60,0		60,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						66,0		66,0
		изменение						6,0		6,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							60,0	60,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							66,0	66,0
		изменение							6,0	6,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					60,0			60,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					66,0			66,0
		изменение					6,0			6,0
8 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						60,0		60,0
8 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						66,0		66,0
		изменение						6,0		6,0
12 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							60,0	60,0
12 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							66,0	66,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
		изменение	10,5							10,5
13 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				115,0				115,0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации				125,5				125,5
		изменение				10,5				10,5
15 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						115,0		115,0
15 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						125,5		125,5
		изменение						10,5		10,5
20 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			115,0					115,0
20 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			125,5					125,5
		изменение			10,5					10,5
21 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			115,0					115,0
21 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			125,5					125,5
		изменение			10,5					10,5
Всего по станции										
До модернизации			115,0	230,0	230,0	115,0	115,0	115,0	230,0	1150,0
После модернизации			125,5	251,0	251,0	125,5	125,5	125,5	251,0	1255,0
Изменение мощности			10,5	21,0	21,0	10,5	10,5	10,5	21,0	105,0
Энергосистема Республики Дагестан										
Чирюртская ГЭС-1	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		36,0						36,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		42,0						42,0
		изменение		6,0						6,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			36,0					36,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			42,0					42,0
		изменение			6,0					6,0
Всего по станции										
До модернизации				36,0	36,0					72,0
После модернизации				42,0	42,0					84,0
Изменение мощности				6,0	6,0					12,0
Миатлинская ГЭС										
	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		110,0						110,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		120,0						120,0
		изменение		10,0						10,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			110,0					110,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			120,0					120,0
		изменение			10,0					10,0
Всего по станции										
До модернизации				110,0	110,0					220,0
После модернизации				120,0	120,0					240,0
Изменение мощности				10,0	10,0					20,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
До модернизации									92,0	92,0
После модернизации									96,0	96,0
Изменение мощности									4,0	4,0
Егорлыкская ГЭС	РусГидро									
1 г/а пропеллерн.		до модернизации							15,0	15,0
1 г/а пропеллерн.		после модернизации							16,0	16,0
		изменение							1,0	1,0
Сенгилеевская ГЭС	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		до модернизации							4,5	4,5
1 агрегаты малых ГЭС		после модернизации							6,0	6,0
		изменение							1,5	1,5
3 агрегаты малых ГЭС		до модернизации						4,5		4,5
3 агрегаты малых ГЭС		после модернизации						6,0		6,0
		изменение						1,5		1,5
Всего по станции										
До модернизации								4,5	4,5	9,0
После модернизации								6,0	6,0	12,0
Изменение мощности								1,5	1,5	3,0
Насосная ГАЭС	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		до модернизации				2,7				2,7
1 агрегаты малых ГЭС		после модернизации				3,1				3,1
		изменение				0,4				0,4
2 агрегаты малых ГЭС		до модернизации				2,7				2,7
2 агрегаты малых ГЭС		после модернизации				3,1				3,1
		изменение				0,4				0,4
3 агрегаты малых ГЭС		до модернизации				2,7				2,7
3 агрегаты малых ГЭС		после модернизации				3,1				3,1
		изменение				0,4				0,4
4 агрегаты малых ГЭС		до модернизации					2,6			2,6
4 агрегаты малых ГЭС		после модернизации					3,0			3,0
		изменение					0,4			0,4
5 агрегаты малых ГЭС		до модернизации					2,6			2,6
5 агрегаты малых ГЭС		после модернизации					3,0			3,0
		изменение					0,4			0,4
6 агрегаты малых ГЭС		до модернизации					2,6			2,6
6 агрегаты малых ГЭС		после модернизации					3,0			3,0
		изменение					0,4			0,4
Всего по станции										
До модернизации						8,1	7,8			15,9
После модернизации						9,3	9,0			18,3

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Изменение мощности						1,2	1,2			2,4
Новотроицкая ГЭС	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		до модернизации				1,9				1,9
1 агрегаты малых ГЭС		после модернизации				2,9				2,9
		изменение				1,0				1,0
2 агрегаты малых ГЭС		до модернизации			1,8					1,8
2 агрегаты малых ГЭС		после модернизации			2,8					2,8
		изменение			1,0					1,0
Всего по станции										
До модернизации					1,8	1,9				3,7
После модернизации					2,8	2,9				5,7
Изменение мощности					1,0	1,0				2,0
ОЭС Юга - всего										
До модернизации			429,6	376,0	377,8	125,0	122,8	163,9	385,3	1980,4
ГЭС			165,6	376,0	377,8	125,0	122,8	163,9	385,3	1716,4
ТЭС-всего			264,0							264,0
КЭС			264,0							264,0
После модернизации			479,2	413,0	415,8	137,7	134,5	181,8	419,0	2181,0
ГЭС			179,2	413,0	415,8	137,7	134,5	181,8	419,0	1881,0
ТЭС-всего			300,0							300,0
КЭС			300,0							300,0
Изменение мощности			49,6	37,0	38,0	12,7	11,7	17,9	33,7	200,6
ГЭС			13,6	37,0	38,0	12,7	11,7	17,9	33,7	164,6
ТЭС-всего			36,0							36,0
КЭС			36,0							36,0
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										
Уфимская ТЭЦ-1	Башкирэнерго									
8 ГТ ТЭЦ		до модернизации	18,7							18,7
8 ГТ-23 (Т)		после модернизации	22,5							22,5
		изменение	3,8							3,8
Зауральская ТЭЦ (Сибай)	Башкирэнерго									
1 ТЭЦ ГПА-2.5		до модернизации	2,5							2,5
1 ТЭЦ Газопоршневые		после модернизации	5,0							5,0
		изменение	2,5							2,5
2 ТЭЦ ГПА-2.5		до модернизации	2,5							2,5
2 ТЭЦ Газопоршневые		после модернизации	5,5							5,5
		изменение	3,0							3,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
3 ТЭЦ ГПА-2.5		до модернизации	2,5							2,5
3 ТЭЦ Газопоршневые		после модернизации	6,0							6,0
		изменение	3,5							3,5
4 ТЭЦ ГПА-2.5		до модернизации	2,5							2,5
4 ТЭЦ Газопоршневые		после модернизации	6,0							6,0
		изменение	3,5							3,5
Всего по станции										
До модернизации			10,0							10,0
После модернизации			22,5							22,5
Изменение мощности			12,5							12,5
Энергосистема Пермского края										
Воткинская ГЭС										
	РусГидро									
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							100,0	100,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							110,0	110,0
		изменение							10,0	10,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					100,0			100,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					110,0			110,0
		изменение					10,0			10,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						100,0		100,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						110,0		110,0
		изменение						10,0		10,0
10 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							100,0	100,0
10 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							110,0	110,0
		изменение							10,0	10,0
Всего по станции										
До модернизации							100,0	100,0	200,0	400,0
После модернизации							110,0	110,0	220,0	440,0
Изменение мощности							10,0	10,0	20,0	40,0
Камская ГЭС										
	РусГидро									
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		21,0						21,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		24,0						24,0
		изменение		3,0						3,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		21,0						21,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		24,0						24,0
		изменение		3,0						3,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			21,0					21,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			24,0					24,0
		изменение			3,0					3,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			21,0					21,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			24,0					24,0
		изменение			3,0					3,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
9 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации	21,0							21,0
9 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации	24,0							24,0
		изменение	3,0							3,0
10 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		21,0						21,0
10 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		24,0						24,0
		изменение		3,0						3,0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				21,0				21,0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации				24,0				24,0
		изменение				3,0				3,0
19 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		21,0						21,0
19 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		24,0						24,0
		изменение		3,0						3,0
22 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации	21,0							21,0
22 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации	24,0							24,0
		изменение	3,0							3,0
Всего по станции										
До модернизации			42,0	84,0	42,0	21,0				189,0
После модернизации			48,0	96,0	48,0	24,0				216,0
Изменение мощности			6,0	12,0	6,0	3,0				27,0
Энергосистема Свердловской области										
Рефтинская ГРЭС	Энел ОГК-5									
1 К-300-240		до модернизации							300,0	300,0
1 К-...-240		после модернизации							325,0	325,0
		изменение							25,0	25,0
2 К-300-240		до модернизации						300,0		300,0
2 К-...-240		после модернизации						325,0		325,0
		изменение						25,0		25,0
4 К-300-240		до модернизации				300,0				300,0
4 К-...-240		после модернизации				325,0				325,0
		изменение				25,0				25,0
5 К-300-240		до модернизации	300,0							300,0
5 К-...-240		после модернизации	325,0							325,0
		изменение	25,0							25,0
Всего по станции										
До модернизации			300,0			300,0		300,0	300,0	1200,0
После модернизации			325,0			325,0		325,0	325,0	1300,0
Изменение мощности			25,0			25,0		25,0	25,0	100,0
ОЭС Урала - всего										
До модернизации			370,7	84,0	42,0	321,0	100,0	400,0	500,0	1817,7
ГЭС			42,0	84,0	42,0	21,0	100,0	100,0	200,0	589,0
ТЭС-всего			328,7			300,0		300,0	300,0	1228,7

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
До модернизации				65,0		65,0	65,0	65,0	65,0	325,0
После модернизации				70,0		70,0	70,0	70,0	70,0	350,0
Изменение мощности				5,0		5,0	5,0	5,0	5,0	25,0
Новосибирская ТЭЦ-4	ОАО"СИБЭКО"									
7 Т-100-130		до модернизации		100,0						100,0
7 Т-110-130		после модернизации		110,0						110,0
		изменение		10,0						10,0
8 Т-100-130		до модернизации		100,0						100,0
8 Т-110-130		после модернизации		110,0						110,0
		изменение		10,0						10,0
Всего по станции										
До модернизации				200,0						200,0
После модернизации				220,0						220,0
Изменение мощности				20,0						20,0
Новосибирская ТЭЦ-3	ОАО"СИБЭКО"									
11 Т-100-130		до модернизации					100,0			100,0
11 Т-110-130		после модернизации					110,0			110,0
		изменение					10,0			10,0
12 Т-100-130		до модернизации			100,0					100,0
12 Т-110-130		после модернизации			110,0					110,0
		изменение			10,0					10,0
13 Т-100-130		до модернизации				100,0				100,0
13 Т-110-130		после модернизации				110,0				110,0
		изменение				10,0				10,0
Всего по станции										
До модернизации					100,0	100,0	100,0			300,0
После модернизации					110,0	110,0	110,0			330,0
Изменение мощности					10,0	10,0	10,0			30,0
Новосибирская ТЭЦ-2	ОАО"СИБЭКО"									
8 ПТ-80-130		до модернизации					80,0			80,0
8 ПТ-100-130		после модернизации					100,0			100,0
		изменение					20,0			20,0
9 ПТ-80-130		до модернизации						80,0		80,0
9 ПТ-100-130		после модернизации						100,0		100,0
		изменение						20,0		20,0
Всего по станции										
До модернизации							80,0	80,0		160,0
После модернизации							100,0	100,0		200,0
Изменение мощности							20,0	20,0		40,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Энергосистема Омской области										
Омская ТЭЦ-3	ТГК-11									
12 ПТ-50-130		до модернизации	50,0							50,0
12 ПТ-60-130		после модернизации	60,0							60,0
		изменение	10,0							10,0
13 Р-50-130		до модернизации		50,0						50,0
13 Р-60-130		после модернизации		60,0						60,0
		изменение		10,0						10,0
Всего по станции										
До модернизации			50,0	50,0						100,0
После модернизации			60,0	60,0						120,0
Изменение мощности			10,0	10,0						20,0
Энергосистема Республики Хакасия										
Саяно-Шушенская ГЭС	РусГидро									
1 г/а рад.-осевой		до модернизации	640,0							640,0
		после модернизации	640,0							640,0
2 г/а рад.-осевой		до модернизации	640,0							640,0
		после модернизации	640,0							640,0
3 г/а рад.-осевой		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0
4 г/а рад.-осевой		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0
5 г/а рад.-осевой		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0
6 г/а рад.-осевой		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0
7 г/а рад.-осевой		до модернизации	640,0							640,0
		после модернизации	640,0							640,0
8 г/а рад.-осевой		до модернизации	640,0							640,0
		после модернизации	640,0							640,0
9 г/а рад.-осевой		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0
10 г/а рад.-осевой		до модернизации			640,0					640,0
		после модернизации			640,0					640,0
Всего по станции										
До модернизации			2560,0	3200,0	640,0					6400,0
После модернизации			2560,0	3200,0	640,0					6400,0
ОЭС Сибири - всего										
До модернизации			3335,0	3770,0	995,0	165,0	325,0	225,0	65,0	8880,0
ГЭС			2560,0	3265,0	640,0	65,0	65,0	65,0	65,0	6725,0
ТЭС-всего			775,0	505,0	355,0	100,0	260,0	160,0		2155,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ТЭЦ			195,0	305,0	155,0	100,0	260,0	160,0		1175,0
КЭС			580,0	200,0	200,0					980,0
После модернизации			3434,5	3805,0	1005,0	180,0	380,0	270,0	70,0	9144,5
ГЭС			2560,0	3270,0	640,0	70,0	70,0	70,0	70,0	6750,0
ТЭС-всего			874,5	535,0	365,0	110,0	310,0	200,0		2394,5
ТЭЦ			260,0	335,0	165,0	110,0	310,0	200,0		1380,0
КЭС			614,5	200,0	200,0					1014,5
Изменение мощности			99,5	35,0	10,0	15,0	55,0	45,0	5,0	264,5
ГЭС				5,0		5,0	5,0	5,0	5,0	25,0
ТЭС-всего			99,5	30,0	10,0	10,0	50,0	40,0		239,5
ТЭЦ			65,0	30,0	10,0	10,0	50,0	40,0		205,0
КЭС			34,5							34,5
ОЭС Востока										
Энергосистема Амурской области										
Зейская ГЭС	РусГидро									
3 г/а пов.-лопаст. диаг.		до модернизации						215,0		215,0
3 г/а пов.-лопаст. диаг.		после модернизации						230,0		230,0
		изменение						15,0		15,0
ОЭС Востока - всего										
До модернизации								215,0		215,0
ГЭС								215,0		215,0
После модернизации								230,0		230,0
ГЭС								230,0		230,0
Изменение мощности								15,0		15,0
ГЭС								15,0		15,0
БЭС России - всего										
До модернизации			4227,1	4576,5	2017,8	1288,0	1327,4	1778,5	1353,5	16568,8
ГЭС			2859,4	4071,5	1392,8	688,0	1067,4	1318,5	1053,5	12451,1
ТЭС-всего			1367,7	505,0	625,0	600,0	260,0	460,0	300,0	4117,7
ТЭЦ			223,7	305,0	155,0	300,0	260,0	160,0		1403,7
КЭС			1144,0	200,0	470,0	300,0		300,0	300,0	2714,0
После модернизации			4445,7	4695,5	2161,8	1398,2	1473,6	1957,4	1466,2	17598,4
ГЭС			2901,2	4160,5	1466,8	743,2	1163,6	1432,4	1141,2	13008,9
ТЭС-всего			1544,5	535,0	695,0	655,0	310,0	525,0	325,0	4589,5
ТЭЦ			305,0	335,0	165,0	330,0	310,0	200,0		1645,0
КЭС			1239,5	200,0	530,0	325,0		325,0	325,0	2944,5
Изменение мощности			218,6	119,0	144,0	110,2	146,2	178,9	112,7	1029,6
ГЭС			41,8	89,0	74,0	55,2	96,2	113,9	87,7	557,8
ТЭС-всего			176,8	30,0	70,0	55,0	50,0	65,0	25,0	471,8
ТЭЦ			81,3	30,0	10,0	30,0	50,0	40,0		241,3

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
КЭС			95,5		60,0	25,0		25,0	25,0	230,5

Приложение № 5
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Объемы и структура перемаркировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Центра										
Энергосистема Воронежской области										
Воронежская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
7 P-14-90		до перемаркировки		14,0						14,0
7 P-20-90		после перемаркировки		20,0						20,0
		изменение		6,0						6,0
ОЭС Центра - всего										
До перемаркировки				14,0						14,0
ТЭС-всего				14,0						14,0
ТЭЦ				14,0						14,0
После перемаркировки				20,0						20,0
ТЭС-всего				20,0						20,0
ТЭЦ				20,0						20,0
Изменение мощности				6,0						6,0
ТЭС-всего				6,0						6,0
ТЭЦ				6,0						6,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Иркутской области										
Иркутская ТЭЦ-11	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
1 ПТ-22-90		до перемаркировки			22,0					22,0
1 ПТ-27-90		после перемаркировки			27,0					27,0
		изменение			5,0					5,0
3 ПТ-50-130		до перемаркировки			50,0					50,0
3 ПТ-65-130		после перемаркировки			65,0					65,0
		изменение			15,0					15,0
5 P-50-130		до перемаркировки			50,0					50,0
5 P-60-130		после перемаркировки			60,0					60,0
		изменение			10,0					10,0
6 T-50-130		до перемаркировки			50,0					50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
6 Т-60-130		после перемаркировки			60,0					60,0
		изменение			10,0					10,0
8 Т-79-130		до перемаркировки			79,3					79,3
8 Т-100-130		после перемаркировки			100,0					100,0
		изменение			20,7					20,7
Всего по станции										
До перемаркировки					251,3					251,3
После перемаркировки					312,0					312,0
Изменение мощности					60,7					60,7
ОЭС Сибири - всего										
До перемаркировки					251,3					251,3
ТЭС-всего					251,3					251,3
ТЭЦ					251,3					251,3
После перемаркировки					312,0					312,0
ТЭС-всего					312,0					312,0
ТЭЦ					312,0					312,0
Изменение мощности					60,7					60,7
ТЭС-всего					60,7					60,7
ТЭЦ					60,7					60,7
ЕЭС России - всего										
До перемаркировки				14,0	251,3					265,3
ТЭС-всего				14,0	251,3					265,3
ТЭЦ				14,0	251,3					265,3
После перемаркировки				20,0	312,0					332,0
ТЭС-всего				20,0	312,0					332,0
ТЭЦ				20,0	312,0					332,0
Изменение мощности				6,0	60,7					66,7
ТЭС-всего				6,0	60,7					66,7
ТЭЦ				6,0	60,7					66,7

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ТЭЦ			60,0							60,0
КЭС			991,0							991,0
После реконструкции			1010,0							1010,0
ТЭС-всего			1010,0							1010,0
ТЭЦ			210,0							210,0
КЭС			800,0							800,0
Изменение мощности			-41,0							-41,0
ТЭС-всего			-41,0							-41,0
ТЭЦ			150,0							150,0
КЭС			-191,0							-191,0
ОЭС Юга										
Энергосистема Ростовской области										
Ростовская ТЭЦ-2	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПТ-80-130		до реконструкции			80,0					80,0
1 ПТ-100-130		после реконструкции			100,0					100,0
		изменение			20,0					20,0
2 ПТ-80-130		до реконструкции				80,0				80,0
2 ПТ-100-130		после реконструкции				100,0				100,0
		изменение				20,0				20,0
Всего по станции										
До реконструкции					80,0	80,0				160,0
После реконструкции					100,0	100,0				200,0
Изменение мощности					20,0	20,0				40,0
ОЭС Юга - всего										
До реконструкции					80,0	80,0				160,0
ТЭС-всего					80,0	80,0				160,0
ТЭЦ					80,0	80,0				160,0
После реконструкции					100,0	100,0				200,0
ТЭС-всего					100,0	100,0				200,0
ТЭЦ					100,0	100,0				200,0
Изменение мощности					20,0	20,0				40,0
ТЭС-всего					20,0	20,0				40,0
ТЭЦ					20,0	20,0				40,0
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										
Уфимская ТЭЦ-2	Башкирэнерго									
9 ГТ ТЭЦ		до реконструкции		49,0						49,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
9 ПГУ(Т)		после реконструкции		63,0						63,0
		изменение		14,0						14,0
10 Т-...-90		до реконструкции		14,0						14,0
		изменение		-14,0						-14,0
Всего по станции										
До реконструкции				63,0						63,0
После реконструкции				63,0						63,0
Изменение мощности										
ОЭС Урала - всего										
До реконструкции				63,0						63,0
ТЭС-всего				63,0						63,0
ТЭЦ				63,0						63,0
После реконструкции				63,0						63,0
ТЭС-всего				63,0						63,0
ТЭЦ				63,0						63,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Забайкальского края										
Читинская ТЭЦ-1	ТГК-14									
6 Т-97-90		до реконструкции	97,0							97,0
6 Р-87-90		после реконструкции	87,0							87,0
		изменение	-10,0							-10,0
Энергосистема Кемеровской области										
Томь-Усинская ГРЭС	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
4 Т-86-90		до реконструкции			86,0					86,0
4 Кт-...-90		после реконструкции			110,0					110,0
		изменение			24,0					24,0
5 Т-86-90		до реконструкции		86,0						86,0
5 Кт-...-90		после реконструкции		110,0						110,0
		изменение		24,0						24,0
Всего по станции										
До реконструкции				86,0	86,0					172,0
После реконструкции				110,0	110,0					220,0
Изменение мощности				24,0	24,0					48,0
Энергосистема Омской области										
Омская ТЭЦ-5	ТГК-11									
1 ПТ-80-130		до реконструкции			80,0					80,0
1 Тп-100-130		после реконструкции			98,0					98,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
		изменение			18,0					18,0
2 ПТ-80-130		до реконструкции				80,0				80,0
2 Тп-100-130		после реконструкции				98,0				98,0
		изменение				18,0				18,0
Всего по станции										
До реконструкции					80,0	80,0				160,0
После реконструкции					98,0	98,0				196,0
Изменение мощности					18,0	18,0				36,0
ОЭС Сибири - всего										
До реконструкции			97,0	86,0	166,0	80,0				429,0
ТЭС-всего			97,0	86,0	166,0	80,0				429,0
ТЭЦ			97,0	86,0	166,0	80,0				429,0
После реконструкции			87,0	110,0	208,0	98,0				503,0
ТЭС-всего			87,0	110,0	208,0	98,0				503,0
ТЭЦ			87,0	110,0	208,0	98,0				503,0
Изменение мощности			-10,0	24,0	42,0	18,0				74,0
ТЭС-всего			-10,0	24,0	42,0	18,0				74,0
ТЭЦ			-10,0	24,0	42,0	18,0				74,0
ОЭС Востока										
Энергосистема Амурской области										
Райчихинская ГРЭС	РАО ЭС Востока									
6 К-50-90		до реконструкции				50,0				50,0
6 П-33-90		после реконструкции				33,0				33,0
		изменение				-17,0				-17,0
ОЭС Востока - всего										
До реконструкции						50,0				50,0
ТЭС-всего						50,0				50,0
КЭС						50,0				50,0
После реконструкции						33,0				33,0
ТЭС-всего						33,0				33,0
ТЭЦ						33,0				33,0
Изменение мощности						-17,0				-17,0
ТЭС-всего						-17,0				-17,0
ТЭЦ						33,0				33,0
КЭС						-50,0				-50,0
ЕЭС России - всего										
До реконструкции			1148,0	149,0	246,0	210,0				1753,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ТЭС-всего			1148,0	149,0	246,0	210,0				1753,0
ТЭЦ			157,0	149,0	246,0	160,0				712,0
КЭС			991,0			50,0				1041,0
После реконструкции			1097,0	173,0	308,0	231,0				1809,0
ТЭС-всего			1097,0	173,0	308,0	231,0				1809,0
ТЭЦ			297,0	173,0	308,0	231,0				1009,0
КЭС			800,0							800,0
Изменение мощности			-51,0	24,0	62,0	21,0				56,0
ТЭС-всего			-51,0	24,0	62,0	21,0				56,0
ТЭЦ			140,0	24,0	62,0	71,0				297,0
КЭС			-191,0			-50,0				-241,0

Приложение № 7
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы

МВт										
Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
<u>ОЭС Северо-Запада</u>										
<u>Энергосистема Калининградской области</u>										
<u>Балтийская АЭС</u>										
	Росэнергоатом									
1 ВВЭР-1200		новое строительство					1194,0			1194,0
2 ВВЭР-1200		новое строительство							1194,0	1194,0
Всего по станции							1194,0		1194,0	2388,0
<u>Энергосистема Республики Коми</u>										
<u>ДЭС ООО "Республиканская ген. компания"</u>										
	ООО"РеспубликанскаяГК"									
56 Агр. дизельных эл.ст.		новое строительство	2,3							2,3
57 Агр. дизельных эл.ст.		новое строительство	0,5							0,5
Всего по станции			2,8							2,8
<u>Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области</u>										
<u>Ленинградская АЭС-2</u>										
	Росэнергоатом									
1 ВВЭР-1200		новое строительство				1170,0				1170,0
2 ВВЭР-1200		новое строительство					1170,0			1170,0
3 ВВЭР-1200		новое строительство							1170,0	1170,0
Всего по станции						1170,0	1170,0		1170,0	3510,0
<u>ГРЭС-19 Киришская</u>										
	ОГК-2									
13 ГТ-270		расширение	270,0							270,0
14 ГТ-270		расширение	270,0							270,0
Всего по станции			540,0							540,0
<u>Центральная ТЭЦ (г.СПб)</u>										
	ТГК-1									
15 ГТ-50(Т)		расширение				50,0				50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
16 ГТ-50(Т)		расширение				50,0				50,0
Всего по станции						100,0				100,0
<u>ТЭЦ-5 Правобережная</u>	ТГК-1									
6 ПГУ-450(Т)		расширение	450,0							450,0
<u>ТЭЦ-1 Обуховэнерго</u>	Обуховэнерго									
3 ПГУ(Т)		новое строительство				66,0				66,0
4 ПГУ(Т)		новое строительство						66,0		66,0
Всего по станции						66,0		66,0		132,0
<u>ТЭЦ ПГУ "ГСР Энерго" (Колпино)</u>	ЗАО "УК"ГСР ЭНЕРГО"									
2 ПГУ-110(Т)		расширение	110,0							110,0
3 ПГУ-110(Т)		расширение		110,0						110,0
Всего по станции			110,0	110,0						220,0
<u>Юго-Западная ТЭЦ</u>	ОАО "Юго-Западная ТЭЦ"									
2 ПГУ-300(Т)		новое строительство		300,0						300,0
3 ГТ ТЭЦ		новое строительство			70,0					70,0
Всего по станции				300,0	70,0					370,0
<u>Энергосистема Новгородской области</u>										
<u>Новгородская ТЭЦ</u>	ТГК-2									
4 ГТ КЭС		расширение	151,0							151,0
<u>ОЭС Северо-Запада - всего</u>										
Вводы мощности - всего			1253,8	410,0	70,0	1336,0	2364,0	66,0	2364,0	7863,8
АЭС						1170,0	2364,0		2364,0	5898,0
ТЭС-всего			1253,8	410,0	70,0	166,0		66,0		1965,8
ТЭЦ			560,0	410,0	70,0	166,0		66,0		1272,0
КЭС			691,0							691,0
дизельные			2,8							2,8
<u>ОЭС Центра</u>										
<u>Энергосистема Владимирской области</u>										
<u>Владимирская ТЭЦ-2</u>	ЗАО "КЭС"									
7 ПГУ-230(Т)		новое строительство		230,0						230,0
<u>Александровская ГТ ТЭЦ</u>	ГТ-ТЭЦ Энерго									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство		9,0						9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство		9,0						9,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Всего по станции				18,0						18,0
Энергосистема Вологодской области										
Череповецкая ГРЭС	ОГК-2									
4 ПГУ-420		новое строительство			420,0					420,0
Вологодская ТЭЦ-4	ТГК-2									
4 ПГУ-110(Т)		расширение	110,0							110,0
Вологодская ГТ ТЭЦ-1	ГТ-ТЭЦ Энерго									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство		9,0						9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство		9,0						9,0
Всего по станции				18,0						18,0
ГТЭС "Череповецкий Азот"	ОАО "Череповецкий Азот"									
1 ГТ ТЭЦ		новое строительство	32,0							32,0
Энергосистема Воронежской области										
Воронежская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
10 ПГУ(Т)		новое строительство			223,0					223,0
Нововоронежская АЭС-2	Росэнергоатом									
1 ВВЭР-1200		новое строительство			1198,8					1198,8
2 ВВЭР-1200		новое строительство				1198,8				1198,8
Всего по станции					1198,8	1198,8				2397,6
Энергосистема Ивановской области										
Ивановские ПГУ	ИНТЕР РАО									
2 ПГУ-325		новое строительство	325,0							325,0
Энергосистема Калужской области										
Обнинская ГТ ТЭС (Калуж. сбыт комп)	Калужская СК									
1 ГТ ТЭЦ		новое строительство	21,7							21,7
Энергосистема Курской области										
Курская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
6 ПГУ(Т)		расширение				107,0				107,0
Энергосистема Липецкой области										
ТЭЦ ОАО "НЛМК"	ОАО "Новолип.мет.комб"									
4 ПТ-50-90		замена		50,0						50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
<u>Саратовская ГТ ТЭЦ-2</u>	ГТ-ТЭЦ Энерго									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
<u>Энергосистема Республики Татарстан</u>										
<u>Казанская ТЭЦ-2</u>	Татэнерго									
10 ПГУ-110(Т)		новое строительство			110,0					110,0
11 ПГУ-110(Т)		новое строительство				110,0				110,0
Всего по станции					110,0	110,0				220,0
<u>Энергосистема Республики Чувашия</u>										
<u>Новочебоксарская ТЭЦ-3</u>	ЗАО "КЭС"									
7 ПТ-80-130		новое строительство		80,0						80,0
<u>ОЭС Средней Волги - всего</u>										
Вводы мощности - всего			501,0	115,0	440,0	110,0				1166,0
ТЭС-всего			501,0	115,0	440,0	110,0				1166,0
ТЭЦ			501,0	115,0	110,0	110,0				836,0
КЭС					330,0					330,0
Замена - всего				35,0						35,0
ТЭС-всего				35,0						35,0
ТЭЦ				35,0						35,0
<u>ОЭС Юга</u>										
<u>Энергосистема Астраханской области</u>										
<u>Центральная котельная (г.Астрахань)</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПГУ(Т)		новое строительство	117,5							117,5
2 ПГУ(Т)		новое строительство	117,5							117,5
Всего по станции			235,0							235,0
<u>ПГУ-ТЭЦ г. Знаменск</u>	ЗАО "ГК-4"									
1 ПГУ-44(Т)		новое строительство		44,0						44,0
<u>Энергосистема Республики Дагестан</u>										
<u>Гоцатлинская ГЭС к-д Зирани</u>	РусГидро									
1 гидроагрегат		новое строительство		50,0						50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
2 гидроагрегат		новое строительство		50,0						50,0
Всего по станции				100,0						100,0
<u>Энергосистема Республики Кабардино-Балкария</u>										
<u>Зарагужская МГЭС</u>	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		новое строительство		9,6						9,6
2 агрегаты малых ГЭС		новое строительство		9,6						9,6
3 агрегаты малых ГЭС		новое строительство		9,6						9,6
Всего по станции				28,8						28,8
<u>Энергосистема Республики Карачаево-Черкессия</u>										
<u>Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (к-д Зеленчукский)</u>	РусГидро									
1 ГАЭС		новое строительство		70,0						70,0
2 ГАЭС		новое строительство		70,0						70,0
Всего по станции				140,0						140,0
<u>МГЭС Б.Зеленчук</u>										
1 агрегаты малых ГЭС	РусГидро	новое строительство		0,6						0,6
2 агрегаты малых ГЭС		новое строительство		0,6						0,6
Всего по станции				1,2						1,2
<u>Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея</u>										
<u>Краснодарская ТЭЦ</u>	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
13 ПГУ(Т)		расширение	379,0							379,0
<u>Кудепстинская ТЭС</u>										
1 КЭС газопоршневые	ГК "ГазЭнергоСтрой"	новое строительство		18,3						18,3
2 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,3						18,3
3 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,3						18,3
4 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,3						18,3
5 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,3						18,3
6 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,3						18,3
7 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,3						18,3
8 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,3						18,3
9 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,3						18,3
10 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,3						18,3
11 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,4						18,4

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
12 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,4						18,4
13 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,4						18,4
14 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,4						18,4
15 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,4						18,4
16 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,4						18,4
17 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,4						18,4
18 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,4						18,4
19 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,4						18,4
20 КЭС газопоршневые		новое строительство		18,4						18,4
Всего по станции				367,0						367,0
Джубгинская ТЭС	ОГК-3									
1 ГТ КЭС		новое строительство		90,0						90,0
2 ГТ КЭС		новое строительство		90,0						90,0
Всего по станции				180,0						180,0
Алдерская ТЭС	ОГК-2									
1 ПГУ-180(Т)		новое строительство	180,0							180,0
2 ПГУ-180(Т)		новое строительство	180,0							180,0
Всего по станции			360,0							360,0
Туапсе НПЗ	ОАО "НК"Роснефть"									
4 ГТ ТЭЦ		новое строительство	47,0							47,0
5 ГТ ТЭЦ		новое строительство	47,0							47,0
6 ГТ ТЭЦ		новое строительство	47,0							47,0
7 Р-12-35		новое строительство		12,0						12,0
8 ГТ ТЭЦ		новое строительство		47,0						47,0
9 ГТ ТЭЦ		новое строительство		47,0						47,0
10 ГТ ТЭЦ		новое строительство		47,0						47,0
Всего по станции			141,0	153,0						294,0
Мобильные ГТЭС в г. Сочи	Мобильные ГТЭС									
1 ГТ КЭС		новое строительство		22,5						22,5
2 ГТ КЭС		новое строительство		22,5						22,5
3 ГТ КЭС		новое строительство		22,5						22,5
4 ГТ КЭС		новое строительство		22,5						22,5
5 ГТ КЭС		новое строительство		22,5						22,5
6 ГТ КЭС		новое строительство		22,5						22,5
7 ГТ КЭС		новое строительство		22,5						22,5
8 ГТ КЭС		новое строительство		22,5						22,5
9 ГТ КЭС		новое строительство		22,5						22,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Всего по станции				202,5						202,5
Энергосистема Ростовской области										
Ростовская АЭС										
	Росэнергоатом									
3 ВВЭР-1200		новое строительство			1070,0					1070,0
4 ВВЭР-1200		новое строительство						1070,0		1070,0
Всего по станции					1070,0			1070,0		2140,0
Новочеркасская ГРЭС										
	ОГК-2									
9 К-330-240		новое строительство			330,0					330,0
ООО "Шахтинская ГТЭС"										
	ООО "Шахтинская ГТЭС"									
6 Т-15-35		новое строительство	15,4							15,4
Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания										
Зарамагская ГЭС-1										
	РусГидро									
2 гидроагрегат		новое строительство							171,0	171,0
3 гидроагрегат		новое строительство							171,0	171,0
Всего по станции									342,0	342,0
Фаснальская ГЭС										
	ОАО "Турбохолд"									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство	6,4							6,4
Энергосистема Ставропольского края										
Ставропольская ГРЭС										
	ОГК-2									
9 ПГУ-420		новое строительство					420,0			420,0
ООО "Ставролен" (Буденновская ТЭС)										
	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПГУ-135(Т)		новое строительство			135,0					135,0
Барсучковская МГЭС										
	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		новое строительство			2,4					2,4
2 агрегаты малых ГЭС		новое строительство			2,4					2,4
Всего по станции					4,8					4,8
ОЭС Юга - всего										
Вводы мощности - всего			1136,8	1351,5	1404,8		420,0	1070,0	342,0	5725,1
АЭС					1070,0			1070,0		2140,0
ГЭС			6,4	130,0	4,8				342,0	483,2
ГАЭС				140,0						140,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Энергосистема Тюменской области.										
ХМАО и ЯНАО										
Уренгойская ГРЭС										
3 ПГУ-450	ОГК-1	новое строительство	450,0							450,0
Нижневартовская ГРЭС										
3 ПГУ-410	ЗАО "Нижневартов.ГРЭС"	расширение		410,0						410,0
4 ПГУ-410		расширение				410,0				410,0
Всего по станции				410,0		410,0				820,0
Няганская ТЭС										
1 ПГУ КЭС	Фортум(ТГК-10)	новое строительство	418,9							418,9
2 ПГУ КЭС		новое строительство	418,9							418,9
3 ПГУ КЭС		новое строительство				418,0				418,0
Всего по станции			837,8			418,0				1255,8
Приобская ГТЭС										
4 ГТ-45	ОАО "НК"Роснефть"	расширение	45,0							45,0
Энергосистема Республики Удмуртия										
Ижевская ТЭЦ-1										
8 ПГУ-230(Т)	ЗАО "КЭС"	новое строительство		230,0						230,0
Энергосистема Челябинской области										
Троицкая ГРЭС										
10 К-660-240	ОГК-2	новое строительство				660,0				660,0
Челябинская ГРЭС										
9 ПГУ(Т)	Фортум(ТГК-10)	новое строительство				247,5				247,5
10 ПГУ(Т)		новое строительство				247,5				247,5
Всего по станции						495,0				495,0
Челябинская ТЭЦ-1										
10 ГТ КЭС	Фортум(ТГК-10)	новое строительство	44,0							44,0
11 ГТ КЭС		новое строительство	44,0							44,0
Всего по станции			88,0							88,0
Южно-Уральская ГРЭС-2										
1 ПГУ-400	ОГК-3	новое строительство	400,0							400,0
2 ПГУ-400		новое строительство		400,0						400,0
3 ПГУ-400		новое строительство			400,0					400,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Всего по станции			400,0	400,0	400,0					1200,0
ОЭС Урала - всего										
Вводы мощности - всего			2367,8	1559,0	3650,0	1763,0	65,0	273,2		9678,0
АЭС					880,0					880,0
ГЭС								30,0		30,0
ТЭС-всего			2367,8	1559,0	2770,0	1763,0	65,0	243,2		8768,0
ТЭЦ			547,0	749,0	1290,0	65,0	65,0	243,2		2959,2
КЭС			1820,8	810,0	1480,0	1698,0				5808,8
Замена - всего				65,0	115,0	65,0	65,0	42,0		352,0
ГЭС								30,0		30,0
ТЭС-всего				65,0	115,0	65,0	65,0	12,0		322,0
ТЭЦ				65,0	115,0	65,0	65,0	12,0		322,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Республики Бурятия										
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	ТГК-14									
6 ПТ-30-35		замена						30,0		30,0
Энергосистема Забайкальского края										
Харанорская ГРЭС	ОГК-3									
3 К-...-130		новое строительство	213,8							213,8
Читинская ТЭЦ-1	ТГК-14									
1 ПТ-60-90		замена						60,0		60,0
Энергосистема Красноярского края										
Богучанская ГЭС	РусГидро									
1 г/а рад.-осевой		новое строительство	333,0							333,0
2 г/а рад.-осевой		новое строительство	333,0							333,0
3 г/а рад.-осевой		новое строительство	333,0							333,0
4 г/а рад.-осевой		новое строительство	333,0							333,0
5 г/а рад.-осевой		новое строительство	333,0							333,0
6 г/а рад.-осевой		новое строительство	333,0							333,0
7 г/а рад.-осевой		новое строительство		333,0						333,0
8 г/а рад.-осевой		новое строительство		333,0						333,0
9 г/а рад.-осевой		новое строительство		333,0						333,0
Всего по станции			1998,0	999,0						2997,0
Березовская ГРЭС-1	Э.ОН Россия (ОГК-4)									
3 К-800-240		новое строительство			800,0					800,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
4 Т-110-130		расширение							110,0	110,0
Нижнебурейская ГЭС										
	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		нововое строительство			80,0					80,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		нововое строительство			80,0					80,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		нововое строительство				80,0				80,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		нововое строительство				80,0				80,0
Всего по станции					160,0	160,0				320,0
Энергосистема Приморского края										
Артемовская ТЭЦ										
	РАО ЭС Востока									
8 Кт-...-90		замена						125,0		125,0
Владивостокская ТЭЦ-2										
	РАО ЭС Востока									
7 ГТ ТЭЦ		нововое строительство							46,5	46,5
8 ГТ ТЭЦ		нововое строительство							46,5	46,5
Всего по станции									93,0	93,0
Уссурийская ТЭЦ										
	РАО ЭС Востока									
1 Т-185-130		нововое строительство					185,0			185,0
2 Т-185-130		нововое строительство					185,0			185,0
Всего по станции							370,0			370,0
Центральная бойлерная ГТУ-ТЭЦ										
	РАО ЭС Востока									
1 ГТ ТЭЦ		нововое строительство			46,5					46,5
2 ГТ ТЭЦ		нововое строительство			46,5					46,5
3 ГТ ТЭЦ		нововое строительство			46,5					46,5
Всего по станции					139,5					139,5
Мини-ТЭЦ "Северная" (о.Русский)										
	ОАО "ДВЭУК"									
1 ГТ ТЭЦ		нововое строительство	1,8							1,8
2 ГТ ТЭЦ		нововое строительство	1,8							1,8
Всего по станции			3,6							3,6
Мини-ТЭЦ "Центральная" (о.Русский)										
	ОАО "ДВЭУК"									
1 ГТУ-6 (Т)		нововое строительство	5,8							5,8
2 ГТУ-6 (Т)		нововое строительство	5,8							5,8
3 ГТУ-6 (Т)		нововое строительство	5,8							5,8
4 ГТУ-6 (Т)		нововое строительство	5,8							5,8
5 ГТУ-6 (Т)		нововое строительство	5,8							5,8
6 ГТ-4(Т)		нововое строительство	4,0							4,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Всего по станции			33,0							33,0
Мини-ТЭЦ "Океанариум" (о.Русский)	ОАО "ДВЭУК"									
1 ГТ ТЭЦ		новое строительство	6,6							6,6
2 ГТ ТЭЦ		новое строительство	6,6							6,6
Всего по станции			13,2							13,2
Энергосистема Хабаровского края										
Хабаровская ТЭЦ-1	РАО ЭС Востока									
7 Т-120-130		замена					120,0			120,0
8 Т-120-130		замена							120,0	120,0
Всего по станции							120,0		120,0	240,0
Совгаванская ТЭЦ	РАО ЭС Востока									
1 Т-60-130		новое строительство							60,0	60,0
2 Т-60-130		новое строительство							60,0	60,0
Всего по станции									120,0	120,0
ОЭС Востока - всего										
Вводы мощности - всего			49,8		299,5	160,0	490,0	125,0	443,0	1567,3
ГЭС					160,0	160,0				320,0
ТЭС-всего			49,8		139,5		490,0	125,0	443,0	1247,3
ТЭЦ			49,8		139,5		490,0	125,0	443,0	1247,3
Замена - всего							120,0	125,0	120,0	365,0
ТЭС-всего							120,0	125,0	120,0	365,0
ТЭЦ							120,0	125,0	120,0	365,0
ЕЭС России - всего										
Вводы мощности - всего			10749,4	7267,2	9136,1	4844,8	3339,0	1624,2	3149,0	40109,7
АЭС			1000,0		3148,8	2368,8	2364,0	1070,0	2364,0	12315,6
ГЭС			2004,4	1129,0	164,8	160,0		30,0	342,0	3830,2
ГАЭС			420,0	350,0	210,0					980,0
ТЭС-всего			7325,0	5788,2	5612,5	2316,0	975,0	524,2	443,0	22983,9
ТЭЦ			4057,8	3542,4	2252,5	618,0	555,0	524,2	443,0	11992,9
КЭС			3264,4	2205,8	3360,0	1698,0	420,0			10948,2
дизельные			2,8							2,8
ДГА				40,0						40,0
Замена - всего			61,5	150,0	115,0	185,0	185,0	257,0	120,0	1073,5
ГЭС								30,0		30,0
ТЭС-всего			61,5	150,0	115,0	185,0	185,0	227,0	120,0	1043,5
ТЭЦ			61,5	150,0	115,0	185,0	185,0	227,0	120,0	1043,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
1 ТДЭ-0,5/2		новое строительство					25,0			25,0
2 ТДЭ-0,5/2		новое строительство					25,0			25,0
Всего по станции							50,0			50,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области										
ТЭЦ-22 Мосэнерго										
12 Т-265-240	Мосэнерго (ТГК-3)	расширение						265,0		265,0
ТЭЦ-25 Мосэнерго										
8 ПГУ(Т)	Мосэнерго (ТГК-3)	новое строительство							420,0	420,0
ГТЭС "Молжаниновка"										
1 ПГУ-240(Т)	ООО "Ресад"	новое строительство			240,0					240,0
2 ПГУ-240(Т)		новое строительство						240,0		240,0
Всего по станции					240,0			240,0		480,0
ГТЭС Щербинка										
1 ПГУ(Т)	ООО "ЭнергоПромИнвест"	новое строительство			125,0					125,0
2 ПГУ(Т)		новое строительство				125,0				125,0
3 ПГУ(Т)		новое строительство					125,0			125,0
Всего по станции					125,0	125,0	125,0			375,0
Энергосистема Смоленской области										
Смоленские тепл.сети										
1 Р-6-35	ОАО "Квадра" (ТГК-4)	новое строительство			6,0					6,0
ОЭС Центра - всего										
Вводы мощности - всего					371,0	182,0	175,0	565,0	587,0	1880,0
ГАЭС									155,0	155,0
ТЭС-всего					371,0	182,0	175,0	565,0	432,0	1725,0
ТЭЦ					371,0	137,0	125,0	565,0	432,0	1630,0
ДГА						45,0	50,0			95,0
Замена - всего						12,0		60,0		72,0
ТЭС-всего						12,0		60,0		72,0
ТЭЦ						12,0		60,0		72,0
ОЭС Средней Волги										
Энергосистема Нижегородской области										
Автозаводская ТЭЦ										
13 ПГУ-400(Т)	ОАО "ЕвроСибЭнерго"	новое строительство			400,0					400,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Нижегородская ТЭЦ	ОАО "ВВГК"									
1 ПГУ-450(Т)		новое строительство			450,0					450,0
2 ПГУ-450(Т)		новое строительство						450,0		450,0
Всего по станции					450,0			450,0		900,0
Энергосистема Самарской области										
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
16 Т-40-90		новое строительство		40,0						40,0
17 Т-40-90		новое строительство						40,0		40,0
Всего по станции				40,0				40,0		80,0
ТЭЦ ОАО "Куйбышевский НПЗ"	ОАО "НК"Роснефть"									
5 ПТ-6-35		расширение				6,0				6,0
6 ПТ-6-35		расширение				6,0				6,0
7 ПТ-6-35		расширение				6,0				6,0
Всего по станции						18,0				18,0
Энергосистема Республики Татарстан										
Зайнская ГРЭС	Татэнерго									
13 ПГУ-400		новое строительство							400,0	400,0
Урусинская ГРЭС	Урусинская ГРЭС									
9 ГТ-45		новое строительство			45,0					45,0
Нижекамская ТЭЦ-1	ТГК-16									
12 ГТУ-75(Т)		расширение					75,0			75,0
13 ГТУ-75(Т)		расширение					75,0			75,0
Всего по станции							150,0			150,0
Казанская ТЭЦ-3	ТГК-16									
7 ГТУ-75(Т)		расширение					75,0			75,0
8 ГТУ-75(Т)		расширение					75,0			75,0
Всего по станции							150,0			150,0
Казанская ТЭЦ-1	Татэнерго									
10 ПГУ-110(Т)		новое строительство					110,0			110,0
Елабужская ТЭЦ	Татэнерго									
1 ПГУ(Т)		новое строительство						95,0		95,0
ОЭС Средней Волги - всего										
Вводы мощности - всего				40,0	895,0	18,0	410,0	545,0	440,0	2348,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ТЭС-всего				40,0	895,0	18,0	410,0	545,0	440,0	2348,0
ТЭЦ				40,0	850,0	18,0	410,0	545,0	40,0	1903,0
КЭС					45,0				400,0	445,0
<u>ОЭС Юга</u>										
<u>Энергосистема Волгоградской области</u>										
<u>Волгоградская ТЭЦ-2</u>										
11 ПГУ(Т)	ОАО "ЛУКОЙЛ"	новое строительство						117,0		117,0
<u>Ветропарк "Нижняя Волга"</u>										
1 ветровые агрегаты	РусГидро	новое строительство						250,0		250,0
2 ветровые агрегаты		новое строительство							250,0	250,0
Всего по станции								250,0	250,0	500,0
<u>Энергосистема Республики Дагестан</u>										
<u>Новые Малые ГЭС Дагестана</u>										
51 агрегаты малых ГЭС	РусГидро	новое строительство					24,3			24,3
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						15,0		15,0
53 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							53,2	53,2
Всего по станции							24,3	15,0	53,2	92,5
<u>Энергосистема Республики Ингушетия</u>										
<u>Новые Малые ГЭС Ингушетии</u>										
51 агрегаты малых ГЭС	РусГидро	новое строительство					13,5			13,5
<u>Энергосистема Республики Кабардино-Балкария</u>										
<u>Новые Малые ГЭС Кабардино-Балкарии</u>										
51 агрегаты малых ГЭС	РусГидро	новое строительство					21,6			21,6
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						13,7		13,7
53 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							49,0	49,0
Всего по станции							21,6	13,7	49,0	84,3
<u>Энергосистема Республики Калмыкия</u>										
<u>Приютненская ВЭС</u>										
1 ветровые агрегаты	ООО "АЛТЭН"	новое строительство	35,4							35,4
2 ветровые агрегаты		новое строительство		66,0						66,0
3 ветровые агрегаты		новое строительство			67,0					67,0
4 ветровые агрегаты		новое строительство				67,0				67,0
5 ветровые агрегаты		новое строительство					67,0			67,0
Всего по станции			35,4	66,0	67,0	67,0	67,0			302,4

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Энергосистема Республики Карачаево-Черкессия										
Новые Малые ГЭС Карачаево-Черкессии	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					3,6			3,6
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						2,3		2,3
53 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							12,7	12,7
Всего по станции							3,6	2,3	12,7	18,6
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея										
Краснодарская ТЭЦ	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
14 ПГУ-110(Т)		замена					110,0			110,0
Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания										
Новые Малые ГЭС Сев.Осетии	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					2,7			2,7
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						4,2		4,2
53 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							23,0	23,0
Всего по станции							2,7	4,2	23,0	29,9
Энергосистема Ставропольского края										
Новые Малые ГЭС Ставрополя	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					10,0			10,0
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						1,9		1,9
53 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							35,0	35,0
Всего по станции							10,0	1,9	35,0	46,9
ОЭС Юга - всего										
Вводы мощности - всего			35,4	66,0	67,0	67,0	252,7	404,1	422,9	1315,1
ГЭС							75,7	37,1	172,9	285,7
ТЭС-всего							110,0	117,0		227,0
ТЭЦ							110,0	117,0		227,0
НИЭ-всего			35,4	66,0	67,0	67,0	67,0	250,0	250,0	802,4
ветровые			35,4	66,0	67,0	67,0	67,0	250,0	250,0	802,4
Замена - всего							110,0			110,0
ТЭС-всего							110,0			110,0
ТЭЦ							110,0			110,0
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Салаватская ТЭЦ	Башкирэнерго									
11 ГТ-77(Т)		новое строительство					77,0			77,0
12 ГТ-77(Т)		новое строительство					77,0			77,0
Всего по станции							154,0			154,0
Ново-Салаватская ТЭЦ	ООО "Ново-Салав. ТЭЦ"									
8 ПГУ-410(Т)		расширение		410,0						410,0
Уфимская ТЭЦ-2	Башкирэнерго									
11 ПГУ(Т)		новое строительство						61,0		61,0
Уфимская ТЭЦ-3	Башкирэнерго									
6 ГТ-77(Т)		новое строительство				77,0				77,0
7 ГТ-77(Т)		новое строительство				77,0				77,0
Всего по станции						154,0				154,0
Новые Малые ГЭС Башкирии	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					0,2			0,2
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						0,6		0,6
53 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							0,7	0,7
Всего по станции							0,2	0,6	0,7	1,5
КЦ-2 ООО "БашРТС" (г. Нефтекамск)	Башкирэнерго									
1 ПГУ(Т)		новое строительство					48,0			48,0
Энергосистема Оренбургской области										
ОАО "Оренбургнефть" (Савельевская)	ОАО "ТНК-ВР"									
1 ГТ КЭС		новое строительство					217,0			217,0
МГЭС Юшатырская	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							0,1	0,1
Энергосистема Пермского края										
Новые Малые ГЭС Пермской ЭС	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					0,6			0,6
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							0,6	0,6
Всего по станции							0,6		0,6	1,2
Энергосистема Свердловской области										
Демидовская ТЭС	ООО "УГМК-Холдинг"									
1 К-660-300		новое строительство						660,0		660,0
2 К-660-300		новое строительство							660,0	660,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Всего по станции								660,0	660,0	1320,0
<u>Энергосистема Тюменской области.</u>										
<u>ХМАО и ЯНАО</u>										
<u>ПГУ в Тарко-Сале</u>	Урал пром-Урал полярн									
1 ПГУ КЭС		новое строительство					300,0			300,0
2 ПГУ КЭС		новое строительство					300,0			300,0
Всего по станции							600,0			600,0
<u>ООО "ТНК-Уват" (Кальчинское м/р)</u>	ОАО "ТНК-ВР"									
1 ТЭЦ Газопоршневые		новое строительство		18,0						18,0
<u>ОАО "ТНК-Нягань" (Каменное м/р)</u>	ОАО "ТНК-ВР"									
1 ГТЭС-24		новое строительство	24,0							24,0
2 ГТ КЭС		новое строительство		48,0						48,0
Всего по станции			24,0	48,0						72,0
<u>ГТЭС ЗАО "Ванкорнефть" (Красноярск.край)</u>	ОАО "НК"Роснефть"									
1 ГТ КЭС		новое строительство	42,0							42,0
<u>ОАО "Варьеганнефтегаз" (Верхнек.-Еган.)</u>	ОАО "ТНК-ВР"									
1 ГТЭС-24		новое строительство		24,0						24,0
<u>ГТЭС при ДНС-2 Вачимского месторождения</u>	ОАО "Сургутнефтегаз"									
1 ГТ-12		новое строительство	12,0							12,0
2 ГТ-12		новое строительство	12,0							12,0
3 ГТ-12		новое строительство	12,0							12,0
Всего по станции			36,0							36,0
<u>ГТЭС при ДНС-3 Восточно-Сургутского м/р</u>	ОАО "Сургутнефтегаз"									
1 ГТ-12		новое строительство	12,0							12,0
2 ГТ-12		новое строительство	12,0							12,0
3 ГТ-12		новое строительство	12,0							12,0
Всего по станции			36,0							36,0
<u>ГТЭС Западно-Сургутского месторождения</u>	ОАО "Сургутнефтегаз"									
51 ГТ КЭС		новое строительство			175,0					175,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Энергосистема Челябинской области										
МГЭС Бузавлыкская	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					0,1			0,1
ОЭС Урала - всего										
Вводы мощности - всего			138,0	500,0	175,0	154,0	1019,9	721,6	661,4	3369,9
ГЭС							0,9	0,6	1,4	2,9
ТЭС-всего			138,0	500,0	175,0	154,0	1019,0	721,0	660,0	3367,0
ТЭЦ				428,0		154,0	202,0	61,0		845,0
КЭС			138,0	72,0	175,0		817,0	660,0	660,0	2522,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай										
Алтайская КЭС (Мунайская ТЭС)	ООО "Алтайская КЭС"									
1 К-330-240		новое строительство					330,0			330,0
МГЭС Акташ-1										
51 агрегаты малых ГЭС	РусГидро	новое строительство						28,0		28,0
МГЭС Акташ-2										
51 агрегаты малых ГЭС	РусГидро	новое строительство						12,7		12,7
МГЭС Мульта-1										
51 агрегаты малых ГЭС	РусГидро	новое строительство						10,0		10,0
МГЭС Мульта-2										
51 агрегаты малых ГЭС	РусГидро	новое строительство						4,8		4,8
МГЭС Уймень										
51 агрегаты малых ГЭС	РусГидро	новое строительство						10,0		10,0
Энергосистема Республики Бурятия										
Улан-Удэнская ТЭЦ-2	ТГК-14									
1 Т-120-130		новое строительство				120,0				120,0
2 Т-120-130		новое строительство					120,0			120,0
Всего по станции						120,0	120,0			240,0
Энергосистема Иркутской области										
Ново-Зиминская ТЭЦ	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
4 К-150-130		расширение						150,0		150,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					9,0			9,0
МГЭС Малый Енисей	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					25,0			25,0
Новая Кызылская ТЭС	ООО "УГ"Межегейуголь"									
1 Т-120-130		новое строительство						120,0		120,0
ОЭС Сибири - всего										
Вводы мощности - всего			60,0		18,0	532,0	1572,0	735,5	216,6	3134,1
ГЭС							34,0	65,5	216,6	316,1
ТЭС-всего			60,0		18,0	532,0	1538,0	670,0		2818,0
ТЭЦ					18,0	132,0	548,0	120,0		818,0
КЭС			60,0			400,0	990,0	550,0		2000,0
ОЭС Востока										
Энергосистема Приморского края										
ТЭЦ Восточная нефтехим.компания	ОАО "НК"Роснефть"									
1 ПГУ(Т)		новое строительство					433,0			433,0
Дальневосточная ВЭС (о-ва Попова)	РусГидро									
1 ветровые агрегаты		новое строительство							23,0	23,0
Дальневосточная ВЭС (м.Поворотный)	РусГидро									
1 ветровые агрегаты		новое строительство							100,0	100,0
Энергосистема Хабаровского края										
Хабаровская ПГУ	ИНТЕР РАО									
1 ПГУ-225(Т)		новое строительство				225,0				225,0
2 ПГУ-225(Т)		новое строительство				225,0				225,0
Всего по станции						450,0				450,0
ОЭС Востока - всего										
Вводы мощности - всего						450,0	433,0		123,0	1006,0
ТЭС-всего						450,0	433,0			883,0
ТЭЦ						450,0	433,0			883,0
НИЭ-всего									123,0	123,0
ветровые									123,0	123,0
ЕЭС России - всего										
Вводы мощности - всего			233,4	636,0	1676,0	1903,0	3862,6	3151,2	2584,9	14047,1
ГЭС							110,6	103,2	404,9	618,7

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ГАЭС									155,0	155,0
ТЭС-всего			198,0	570,0	1597,0	1836,0	3685,0	2798,0	1652,0	12336,0
ТЭЦ				498,0	1377,0	1391,0	1828,0	1588,0	592,0	7274,0
КЭС			198,0	72,0	220,0	400,0	1807,0	1210,0	1060,0	4967,0
ДГА						45,0	50,0			95,0
НИЭ-всего			35,4	66,0	79,0	67,0	67,0	250,0	373,0	937,4
ветровые			35,4	66,0	67,0	67,0	67,0	250,0	373,0	925,4
приливные					12,0					12,0
Замена - всего						12,0	110,0	60,0		182,0
ТЭС-всего						12,0	110,0	60,0		182,0
ТЭЦ						12,0	110,0	60,0		182,0

Приложение № 9
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

**Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по
ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы**

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема Архангельской области										
*ТЭЦ-1 Архангельского ЦБК	ОАО"Архангельский ЦБК"									
5 ПТ-25-90		до модернизации	25,0							25,0
5 ПТ-...-90		после модернизации	32,0							32,0
		изменение	7,0							7,0
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области										
ТЭЦ-17 Выборгская	ТГК-1									
3 Т-100-130		до модернизации					100,0			100,0
3 Т-...-130		после модернизации					123,0			123,0
		изменение					23,0			23,0
ТЭЦ-15 Автозаводская										
6 Т-100-130	ТГК-1	до модернизации				100,0				100,0
6 Т-...-130		после модернизации				123,0				123,0
		изменение				23,0				23,0
7 Т-...-130		до модернизации			97,0					97,0
7 Т-...-130		после модернизации			123,0					123,0
		изменение			26,0					26,0
Всего по станции										
До модернизации										
После модернизации										
Изменение мощности										
ТЭЦ-7 Василеостровская										
4 ПТ-25-90	ТГК-1	до модернизации					25,0			25,0
4 ПТ-35-90		после модернизации					35,0			35,0
		изменение					10,0			10,0
5 ПТ-60-90		до модернизации				60,0				60,0
5 ПТ-...-90		после модернизации				70,0				70,0
		изменение				10,0				10,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Всего по станции										
До модернизации						60,0	25,0			85,0
После модернизации						70,0	35,0			105,0
Изменение мощности						10,0	10,0			20,0
ОЭС Северо-Запада - всего										
До модернизации			25,0		97,0	160,0	125,0			407,0
ТЭС-всего			25,0		97,0	160,0	125,0			407,0
ТЭЦ			25,0		97,0	160,0	125,0			407,0
После модернизации			32,0		123,0	193,0	158,0			506,0
ТЭС-всего			32,0		123,0	193,0	158,0			506,0
ТЭЦ			32,0		123,0	193,0	158,0			506,0
Изменение мощности			7,0		26,0	33,0	33,0			99,0
ТЭС-всего			7,0		26,0	33,0	33,0			99,0
ТЭЦ			7,0		26,0	33,0	33,0			99,0
ОЭС Центра										
Энергосистема Вологодской области										
*ТЭЦ Череповец.м.з-да	ОАО "Северсталь"									
4 Т-30-90		до модернизации	30,0							30,0
4 Т-...-90		после модернизации	55,0							55,0
		изменение	25,0							25,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области										
ТЭЦ-22 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
9 Т-240-240		до модернизации							240,0	240,0
9 Т-265-240		после модернизации							265,0	265,0
		изменение							25,0	25,0
ТЭЦ-23 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
4 Т-100-130		до модернизации						100,0		100,0
4 Т-110-130		после модернизации						110,0		110,0
		изменение						10,0		10,0
ОЭС Центра - всего										
До модернизации			30,0					100,0	240,0	370,0
ТЭС-всего			30,0					100,0	240,0	370,0
ТЭЦ			30,0					100,0	240,0	370,0
После модернизации			55,0					110,0	265,0	430,0
ТЭС-всего			55,0					110,0	265,0	430,0
ТЭЦ			55,0					110,0	265,0	430,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Изменение мощности			25,0					10,0	25,0	60,0
ТЭС-всего			25,0					10,0	25,0	60,0
ТЭЦ			25,0					10,0	25,0	60,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Кемеровской области										
Южно-Кузбасская ГРЭС	ОАО "Мечел"									
1 К-53-90		до модернизации			53,0					53,0
1 К-...-90		после модернизации			60,0					60,0
		изменение			7,0					7,0
3 К-53-90		до модернизации						53,0		53,0
3 К-...-90		после модернизации						60,0		60,0
		изменение						7,0		7,0
4 К-53-90		до модернизации				53,0				53,0
4 К-...-90		после модернизации				60,0				60,0
		изменение				7,0				7,0
Всего по станции										
До модернизации					53,0	53,0		53,0		159,0
После модернизации					60,0	60,0		60,0		180,0
Изменение мощности					7,0	7,0		7,0		21,0
ОЭС Сибири - всего										
До модернизации					53,0	53,0		53,0		159,0
ТЭС-всего					53,0	53,0		53,0		159,0
КЭС					53,0	53,0		53,0		159,0
После модернизации					60,0	60,0		60,0		180,0
ТЭС-всего					60,0	60,0		60,0		180,0
КЭС					60,0	60,0		60,0		180,0
Изменение мощности					7,0	7,0		7,0		21,0
ТЭС-всего					7,0	7,0		7,0		21,0
КЭС					7,0	7,0		7,0		21,0
ЕЭС России - всего										
До модернизации			55,0		150,0	213,0	125,0	153,0	240,0	936,0
ТЭС-всего			55,0		150,0	213,0	125,0	153,0	240,0	936,0
ТЭЦ			55,0		97,0	160,0	125,0	100,0	240,0	777,0
КЭС					53,0	53,0		53,0		159,0
После модернизации			87,0		183,0	253,0	158,0	170,0	265,0	1116,0
ТЭС-всего			87,0		183,0	253,0	158,0	170,0	265,0	1116,0
ТЭЦ			87,0		123,0	193,0	158,0	110,0	265,0	936,0
КЭС					60,0	60,0		60,0		180,0
Изменение мощности			32,0		33,0	40,0	33,0	17,0	25,0	180,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ТЭС-всего			32,0		33,0	40,0	33,0	17,0	25,0	180,0
ТЭЦ			32,0		26,0	33,0	33,0	10,0	25,0	159,0
КЭС					7,0	7,0		7,0		21,0

Приложение № 10
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

**Дополнительные объемы и структура перемаркировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования
по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы**

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Центра										
Энергосистема Воронежской области										
Воронежская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
8 Р-14-90		до перемаркировки		14,0						14,0
8 Р-20-90		после перемаркировки		20,0						20,0
		изменение		6,0						6,0
9 ПР-20-90		до перемаркировки		20,0						20,0
9 ПР-...-90		после перемаркировки		24,0						24,0
		изменение		4,0						4,0
Всего по станции										
До перемаркировки				34,0						34,0
После перемаркировки				44,0						44,0
Изменение мощности				10,0						10,0
Энергосистема Ярославской области										
Ярославская ТЭЦ-3	ТГК-2									
2 ПТ-50-130		до перемаркировки	50,0							50,0
2 ПТ-65-130		после перемаркировки	65,0							65,0
		изменение	15,0							15,0
ОЭС Центра - всего										
До перемаркировки			50,0	34,0						84,0
ТЭС-всего			50,0	34,0						84,0
ТЭЦ			50,0	34,0						84,0
После перемаркировки			65,0	44,0						109,0
ТЭС-всего			65,0	44,0						109,0
ТЭЦ			65,0	44,0						109,0
Изменение мощности			15,0	10,0						25,0
ТЭС-всего			15,0	10,0						25,0
ТЭЦ			15,0	10,0						25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Урала										
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО										
Тюменская ТЭЦ-1	Фортум(ТГК-10)									
2 ПГУ-190(Т)		до перемаркировки	190,0							190,0
2 ПГУ(Т)		после перемаркировки	209,0							209,0
		изменение	19,0							19,0
ОЭС Урала - всего										
До перемаркировки			190,0							190,0
ТЭС-всего			190,0							190,0
ТЭЦ			190,0							190,0
После перемаркировки			209,0							209,0
ТЭС-всего			209,0							209,0
ТЭЦ			209,0							209,0
Изменение мощности			19,0							19,0
ТЭС-всего			19,0							19,0
ТЭЦ			19,0							19,0
ЕЭС России - всего										
До перемаркировки			240,0	34,0						274,0
ТЭС-всего			240,0	34,0						274,0
ТЭЦ			240,0	34,0						274,0
После перемаркировки			274,0	44,0						318,0
ТЭС-всего			274,0	44,0						318,0
ТЭЦ			274,0	44,0						318,0
Изменение мощности			34,0	10,0						44,0
ТЭС-всего			34,0	10,0						44,0
ТЭЦ			34,0	10,0						44,0

Приложение № 11
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России
с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2012–2018 годы

Баланс мощности ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1021483,0	1045605,0	1076435,0	1103701,0	1129942,0	1154808,0	1175301,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	2,4	2,9	2,5	2,4	2,2	1,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	4120,0	4279,0	4279,0	4279,0	4279,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154279,0	158095,0	162356,0	166391,0	170340,0	173873,0	177071,0
Число часов использования максимума	час	6604	6593	6605	6607	6608	6617	6613
Экспорт мощности		2297,9	1176,0	1176,0	1176,0	1176,0	1176,0	1176,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31566,0	32348,0	33225,0	34056,0	34882,0	35602,0	36251,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	188142,9	191619,0	196757,0	201623,0	206398,0	210651,0	214498,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	228306,3	235333,0	244577,0	246634,6	247068,5	245948,1	247970,3
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	тыс.кВт	47052,7	48620,7	49069,5	49284,7	49380,9	49524,8	49954,5
ТЭС	тыс.кВт	155977,8	161436,5	167082,9	166556,5	165947,2	165029,9	164698,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	17145,7	15713,8	15599,5	15415,2	15378,0	15375,9	15408,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2471,0	4067,8	3892,5	4534,2	2364,0	1582,2	2627,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2580,0	2028,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	206109,6	213523,4	224405,0	226045,2	228936,5	228630,0	229594,9
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	17966,7	21904,4	27648,0	24422,2	22538,5	17979,0	15096,9

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум, ОЭС Востока - на совмещенный максимум

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	989650,0	1012299,0	1042078,0	1067843,0	1093274,0	1117537,0	1137439,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	2,3	2,9	2,5	2,4	2,2	1,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	4120,0	4279,0	4279,0	4279,0	4279,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	149858,0	153558,0	157670,0	161438,0	165273,0	168730,0	171843,0
Число часов использования максимума	час	6587	6571	6583	6588	6589	6598	6594
Экспорт мощности		2295,9	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	30548,0	31303,0	32145,0	32915,0	33715,0	34417,0	35047,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	182701,9	186033,0	190987,0	195525,0	200160,0	204319,0	208062,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	219046,9	226146,6	235132,1	237046,7	237219,6	236650,2	238544,9
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	тыс.кВт	43712,7	45280,7	45569,5	45624,7	45720,9	45849,8	46279,5
ТЭС	тыс.кВт	150058,4	155590,1	161138,0	160628,6	159758,3	159407,0	158948,0
ВИЭ	тыс.кВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	17005,9	15574,0	15459,7	15275,4	15238,2	15236,1	15271,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2471,0	4067,8	3753,0	4534,2	2364,0	1457,2	2364,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2580,0	2028,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	196990,0	204476,8	215239,4	216597,1	219227,4	219596,9	220569,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	14288,1	18443,8	24252,4	21072,1	19067,4	15277,9	12507,4

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС России ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум

Баланс мощности Европейской части России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	779816,0	798677,0	819069,0	836396,0	853832,0	871044,0	887749,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,0	2,4	2,6	2,1	2,1	2,0	1,9
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	4120,0	4279,0	4279,0	4279,0	4279,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	119486,0	122342,0	125081,0	127948,0	130512,0	133373,0	135999,0
Число часов использования максимума	час	6505	6501	6515	6504	6509	6499	6496
Экспорт мощности		2215,5	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	23855,0	24423,0	24965,0	25535,0	26055,0	26632,0	27160,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	145556,5	147857,0	151138,0	154575,0	157659,0	161097,0	164251,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	169541,6	175233,3	183306,1	185327,7	185495,6	184931,2	186870,9
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	тыс.кВт	19445,3	20009,3	20298,1	20348,3	20439,5	20563,4	20988,1
ТЭС	тыс.кВт	124820,5	129948,2	134583,4	134186,0	133315,7	132974,4	132565,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7190,8	7297,8	7183,5	6994,2	6952,0	6959,9	6990,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2364,3	3787,8	3753,0	4414,2	2364,0	1367,2	2364,0
Запертая мощность	тыс.кВт	980,0	830,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	159006,5	163317,7	171689,6	173279,3	175789,6	176244,1	177176,6
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	13450,0	15460,7	20551,6	18704,3	18130,6	15147,1	12925,6

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	94829,0	97200,0	99565,0	102014,0	104439,0	106973,0	109071,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,5	2,5	2,4	2,5	2,4	2,4	2,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14981,0	15338,0	15731,0	16124,0	16466,0	16869,0	17209,0
Число часов использования максимума	час	6330	6337	6329	6327	6343	6341	6338
Экспорт мощности		1689,0	750,0	750,0	750,0	750,0	750,0	750,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2852,0	2920,0	2995,0	3070,0	3135,0	3210,0	3275,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	19522,0	19008,0	19476,0	19944,0	20351,0	20829,0	21234,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	23434,8	23849,8	23861,0	25071,5	26444,0	25445,0	27247,0
АЭС	тыс.кВт	5760,0	5760,0	5760,0	6930,0	8294,0	7294,0	9218,0
ГЭС	тыс.кВт	2941,6	2946,6	2945,6	2945,6	2954,1	2962,6	2966,6
ТЭС	тыс.кВт	14726,8	15136,8	15149,0	15189,5	15189,5	15182,0	15056,0
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1175,4	1174,4	1153,5	1146,0	1154,5	1163,0	1158,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	450,0	110,0	0,0	1270,0	2364,0	66,0	2364,0
Запертая мощность	тыс.кВт	980,0	830,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	20829,4	21735,4	22027,5	22015,5	22535,5	23856,0	23384,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	1307,4	2727,4	2551,5	2071,5	2184,5	3027,0	2150,8

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	228900,0	235173,0	241020,0	247081,0	253602,0	259887,0	266653,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,3	2,7	2,5	2,5	2,6	2,5	2,6
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	3951,0	3951,0	3951,0	3951,0	3951,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36958,0	37805,0	38556,0	39700,0	40745,0	42010,0	43194,0
Число часов использования максимума	час	6124	6134	6149	6124	6127	6092	6082
Экспорт мощности		500,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	8145,0	8332,0	8495,0	8745,0	8975,0	9255,0	9515,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	45603,0	46437,0	47351,0	48745,0	50020,0	51565,0	53009,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	53030,8	55312,0	57853,8	58804,6	57770,6	56948,6	56841,6
АЭС	тыс.кВт	12834,0	12834,0	14032,8	15231,6	14814,6	14397,6	14397,6
ГЭС	тыс.кВт	2258,6	2468,6	2688,6	2688,6	2698,6	2708,6	2718,6
ТЭС	тыс.кВт	37938,2	40009,4	41132,4	40884,4	40257,4	39842,4	39725,4
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	788,4	841,9	841,9	814,4	793,4	797,4	797,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	670,8	1665,8	223,0	1350,8	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	51571,6	52804,3	56788,9	56639,4	56977,2	56151,2	56044,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	5968,6	6367,3	9437,9	7894,4	6957,2	4586,2	3035,5

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	109921,0	112330,0	114582,0	116827,0	119231,0	121392,0	123458,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,8	2,2	2,0	2,0	2,1	1,8	1,7
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	17366,0	17780,0	18088,0	18455,0	18813,0	19114,0	19436,0
Число часов использования максимума	час	6330	6318	6335	6330	6338	6351	6352
Экспорт мощности		4,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2872,0	2940,0	2990,0	3050,0	3110,0	3160,0	3210,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	20242,0	20727,0	21085,0	21512,0	21930,0	22281,0	22653,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	26202,0	26322,0	26783,0	26300,5	26056,5	26104,0	26119,0
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс.кВт	6805,0	6835,0	6856,0	6890,5	6941,5	6989,0	7004,0
ТЭС	тыс.кВт	15324,8	15414,8	15854,8	15337,8	15042,8	15042,8	15042,8
ВИЭ	тыс.кВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	2568,6	2577,6	2577,6	2554,2	2537,2	2540,2	2543,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	240,0	80,0	110,0	110,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	23393,4	23664,4	24095,4	23636,3	23519,3	23563,8	23575,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	3151,4	2937,4	3010,4	2124,3	1589,3	1282,8	922,8

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом только с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	88180,0	91719,0	97248,0	99850,0	102148,0	104787,0	106883,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,8	4,0	6,0	2,7	2,3	2,6	2,0
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	0,0	169,0	328,0	328,0	328,0	328,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14073,0	14636,0	15357,0	15805,0	16136,0	16551,0	16853,0
Число часов использования максимума	час	6266	6267	6321	6297	6310	6311	6323
Экспорт мощности		22,5	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2750,0	2860,0	3000,0	3085,0	3150,0	3227,0	3290,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	16845,5	17531,0	18392,0	18925,0	19321,0	19813,0	20178,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	18895,4	20283,9	21746,7	21246,9	21678,6	22671,5	23047,2
АЭС	тыс.кВт	2000,0	2000,0	3070,0	3070,0	3070,0	4140,0	4140,0
ГЭС	тыс.кВт	5602,6	5909,6	5952,4	5965,1	5976,8	5994,7	6370,4
ТЭС	тыс.кВт	11291,8	12373,3	12723,3	12210,8	12630,8	12535,8	12535,8
ВИЭ	тыс.кВт	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1425,9	1459,4	1420,0	1389,7	1390,9	1373,3	1386,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	438,5	783,0	1070,0	0,0	0,0	1070,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	17031,0	18041,5	19256,7	19857,2	20287,7	20228,2	21661,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	185,5	510,5	864,7	932,2	966,7	415,2	1483,2

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	257986,0	262255,0	266654,0	270624,0	274412,0	278005,0	281684,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,3	1,7	1,7	1,5	1,4	1,3	1,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36108,0	36783,0	37349,0	37864,0	38352,0	38829,0	39307,0
Число часов использования максимума	час	7145	7130	7140	7147	7155	7160	7166
Экспорт мощности		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7236,0	7371,0	7485,0	7585,0	7685,0	7780,0	7870,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	43344,0	44154,0	44834,0	45449,0	46037,0	46609,0	47177,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	47978,6	49465,6	53061,6	53904,2	53545,9	53762,1	53616,1
АЭС	тыс.кВт	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1837,5	1849,5	1855,5	1858,5	1868,5	1908,5	1928,5
ТЭС	тыс.кВт	45538,9	47013,9	49723,9	50563,5	50195,2	50371,4	50205,4
ВИЭ	тыс.кВт	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1232,5	1244,5	1190,5	1089,9	1076,0	1086,0	1105,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	565,0	1149,0	2350,0	1683,4	0,0	231,2	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	46181,1	47072,1	49521,1	51130,9	52469,9	52444,9	52510,3
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2837,1	2918,1	4687,1	5681,9	6432,9	5835,9	5333,3

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	209834,0	213622,0	223009,0	231447,0	239442,0	246493,0	249690,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,4	1,8	4,4	3,8	3,5	2,9	1,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	30372,0	31216,0	32589,0	33490,0	34761,0	35357,0	35844,0
Число часов использования максимума	час	6909	6843	6843	6911	6888	6972	6966
Экспорт мощности		80,4	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6693,0	6880,0	7180,0	7380,0	7660,0	7785,0	7887,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	37145,4	38176,0	39849,0	40950,0	42501,0	43222,0	43811,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	49505,3	50913,3	51826,0	51719,0	51724,0	51719,0	51674,0
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	24267,4	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4
ТЭС	тыс.кВт	25237,9	25641,9	26554,6	26442,6	26442,6	26432,6	26382,6
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	9815,1	8276,2	8276,2	8281,2	8286,2	8276,2	8281,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	106,7	280,0	0,0	120,0	0,0	90,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1600,0	1198,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	37983,5	41159,1	43549,8	43317,8	43437,8	43352,8	43392,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	838,1	2983,1	3700,8	2367,8	936,8	130,8	-418,2

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
<u>СПРОС</u>								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	209834,0	213622,0	223009,0	231447,0	239442,0	246493,0	249690,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,4	1,8	4,4	3,8	3,5	2,9	1,3
Собственный максимум	тыс.кВт	31963,0	32852,0	34297,0	35245,0	36583,0	37210,0	37723,0
Число часов использования максимума	час	6565	6503	6502	6567	6545	6624	6619
Экспорт мощности		80,4	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7032,0	7227,0	7545,0	7754,0	8048,0	8186,0	8299,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	39075,4	40159,0	41922,0	43079,0	44711,0	45476,0	46102,0
<u>ПОКРЫТИЕ</u>								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	49505,3	50913,3	51826,0	51719,0	51724,0	51719,0	51674,0
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	24267,4	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4
ТЭС	тыс.кВт	25237,9	25641,9	26554,6	26442,6	26442,6	26432,6	26382,6
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	9815,1	8276,2	8276,2	8281,2	8286,2	8276,2	8281,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	106,7	280,0	0,0	120,0	0,0	90,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1600,0	1198,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	37983,5	41159,1	43549,8	43317,8	43437,8	43352,8	43392,8
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	-1091,9	1000,1	1627,8	238,8	-1273,2	-2123,2	-2709,2

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	31833,0	33306,0	34357,0	35858,0	36668,0	37271,0	37862,0
Рост потребления электрической энергии	%	4,3	4,6	3,2	4,4	2,3	1,6	1,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	4421,0	4537,0	4686,0	4953,0	5067,0	5143,0	5228,0
Число часов использования максимума	час	7200	7341	7332	7240	7237	7247	7242
Экспорт мощности		2,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1018,0	1045,0	1080,0	1141,0	1167,0	1185,0	1204,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	5441,0	5586,0	5770,0	6098,0	6238,0	6332,0	6436,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9259,4	9186,4	9444,9	9587,9	9848,9	9297,9	9425,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3675,0	3675,0
ТЭС	тыс.кВт	5919,4	5846,4	5944,9	5927,9	6188,9	5622,9	5750,4
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	139,8	139,8	139,8	139,8	139,8	139,8	136,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	0,0	139,5	0,0	0,0	125,0	263,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	9119,6	9046,6	9165,6	9448,1	9709,1	9033,1	9025,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	3678,6	3460,6	3395,6	3350,1	3471,1	2701,1	2589,5

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	31833,0	33306,0	34357,0	35858,0	36668,0	37271,0	37862,0
Рост потребления электрической энергии	%	4,3	4,6	3,2	4,4	2,3	1,6	1,6
Собственный максимум	тыс.кВт	5512,0	5657,0	5843,0	6175,0	6318,0	6412,0	6519,0
Число часов использования максимума	час	5775	5888	5880	5807	5804	5813	5808
Экспорт мощности		2,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1268,0	1301,0	1344,0	1420,0	1453,0	1475,0	1499,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ИТОГО спрос на мощность	тыс.кВт	6782,0	6962,0	7191,0	7599,0	7775,0	7891,0	8022,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9259,4	9186,4	9444,9	9587,9	9848,9	9297,9	9425,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3675,0	3675,0
ТЭС	тыс.кВт	5919,4	5846,4	5944,9	5927,9	6188,9	5622,9	5750,4
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	139,8	139,8	139,8	139,8	139,8	139,8	136,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	0,0	139,5	0,0	0,0	125,0	263,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	тыс.кВт	9119,6	9046,6	9165,6	9448,1	9709,1	9033,1	9025,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	тыс.кВт	2337,6	2084,6	1974,6	1849,1	1934,1	1142,1	1003,5

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Центра с учётом вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

МВт

ОЭС Центра	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС России	35149	36958	37805	38556	39700	40745	42010	43194
Белгородская область								
Потребность (собственный максимум)	2100	2171	2204	2273	2333	2368	2491	2562
Покрытие (установленная мощность)	268,0	268,0	268,0	268,0	222,0	222,0	222,0	222,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	268,0	268,0	268,0	268,0	222,0	222,0	222,0	222,0
ВИЭ								
Брянская область								
Потребность (собственный максимум)	773	789	807	812	818	824	830	837
Покрытие (установленная мощность)	66,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	66,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
ВИЭ								
Владимирская область								
Потребность (собственный максимум)	1229	1211	1244	1263	1291	1320	1349	1363
Покрытие (установленная мощность)	418,5	418,5	666,5	666,5	666,5	573,5	573,5	480,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	418,5	418,5	666,5	666,5	666,5	573,5	573,5	480,5
ВИЭ								
Вологодская область								
Потребность (собственный максимум)	2075	2083	2111	2139	2160	2193	2216	2232
Покрытие (установленная мощность)	1412,8	1554,8	1572,8	1992,8	1992,8	1992,8	1992,8	1992,8
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
ТЭС	1326,8	1468,8	1486,8	1906,8	1906,8	1906,8	1906,8	1906,8
ВИЭ								
Воронежская область								
Потребность (собственный максимум)	1664	1764	1869	1940	1972	2032	2078	2104
Покрытие (установленная мощность)	2136,6	2136,6	2142,6	3564,4	4763,2	4346,2	3929,2	3909,2
в том числе:								
АЭС	1834,0	1834,0	1834,0	3032,8	4231,6	3814,6	3397,6	3397,6
ГЭС								
ТЭС	302,6	302,6	308,6	531,6	531,6	531,6	531,6	511,6
ВИЭ								
Ивановская область								
Потребность (собственный максимум)	660	686	692	697	702	707	712	717
Покрытие (установленная мощность)	810,0	1135,0	1135,0	1135,0	1123,0	1123,0	1123,0	1123,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	810,0	1135,0	1135,0	1135,0	1123,0	1123,0	1123,0	1123,0
ВИЭ								
Калужская область								
Потребность (собственный максимум)	911	1076	1166	1244	1328	1394	1446	1480
Покрытие (установленная мощность)	96,8	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	96,8	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5
ВИЭ								
Костромская область								

ОЭС Центра	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Потребность (собственный максимум)	654	684	687	690	692	695	697	700
Покрытие (установленная мощность)	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0	3818,0	3818,0	3818,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0	3818,0	3818,0	3818,0
ВИЭ								
Курская область								
Потребность (собственный максимум)	1232	1246	1251	1257	1265	1281	1290	1299
Покрытие (установленная мощность)	4347,7	4347,7	4347,7	4347,7	4454,7	4427,7	4427,7	4427,7
в том числе:								
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
ГЭС								
ТЭС	347,7	347,7	347,7	347,7	454,7	427,7	427,7	427,7
ВИЭ								
Липецкая область								
Потребность (собственный максимум)	1634	1647	1697	1741	1784	1837	1879	1935
Покрытие (установленная мощность)	923,5	1073,5	1163,5	1163,5	1201,5	1195,5	1135,5	1131,5
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	923,5	1073,5	1163,5	1163,5	1201,5	1195,5	1135,5	1131,5
ВИЭ								
Московская область + Москва								
Потребность (собственный максимум)	16586	17681	18070	18413	19186	19858	20732	21519
Покрытие (установленная мощность)	18158,8	18954,2	19979,6	20609,6	20439,6	20379,6	20189,6	20189,6
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4
ГАЭС	1200,0	1620,0	1830,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0
ТЭС	16875,4	17250,8	18066,2	18486,2	18316,2	18256,2	18066,2	18066,2
ВИЭ								
Орловская область								
Потребность (собственный максимум)	472	508	516	520	523	526	529	533
Покрытие (установленная мощность)	366,0	396,0	396,0	396,0	396,0	396,0	396,0	396,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	366,0	396,0	396,0	396,0	396,0	396,0	396,0	396,0
ВИЭ								
Рязанская область								
Потребность (собственный максимум)	1034	1120	1140	1172	1215	1259	1286	1408
Покрытие (установленная мощность)	3623,0	3641,0	3756,0	3816,0	3791,0	3791,0	3766,0	3766,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3623,0	3641,0	3756,0	3816,0	3791,0	3791,0	3766,0	3766,0
ВИЭ								
Смоленская область								
Потребность (собственный максимум)	968	1084	1102	1110	1118	1126	1134	1142
Покрытие (установленная мощность)	4033,0	4033,0	4033,0	4033,0	4033,0	4033,0	4033,0	4033,0
в том числе:								
АЭС	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0
ГЭС								
ТЭС	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0
ВИЭ								
Тамбовская область								
Потребность (собственный максимум)	622	639	652	665	677	688	700	711
Покрытие (установленная мощность)	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	356,0	356,0	356,0
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	356,0	356,0	356,0
ВИЭ								
Тверская область								
Потребность (собственный максимум)	1250	1402	1422	1440	1458	1478	1499	1520

Приложение № 13
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

**Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России
с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2012–2018 годы**

Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	1021,48	1045,60	1076,44	1103,70	1129,94	1154,81	1175,30
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	3,28	4,12	4,28	4,28	4,28	4,28
Экспорт	млрд.кВт.ч	16,76	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31
Импорт	млрд.кВт.ч							
Потребность	млрд.кВт.ч	1038,24	1055,91	1086,74	1114,01	1140,25	1165,11	1185,61
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	1038,24	1055,91	1086,74	1114,01	1140,25	1165,11	1185,61
ГЭС	млрд.кВт.ч	167,04	174,11	177,22	182,60	183,55	183,55	184,33
АЭС	млрд.кВт.ч	175,89	179,00	181,40	199,90	220,80	221,40	223,80
ТЭС	млрд.кВт.ч	695,31	702,79	728,11	731,50	735,89	760,16	777,47
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Установленная мощность- всего	МВт	228306,3	235333,0	244577,0	246634,6	247068,5	245948,1	247970,3
ГЭС	МВт	47052,7	48620,7	49069,5	49284,7	49380,9	49524,8	49954,5
АЭС	МВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ТЭС	МВт	155977,8	161436,5	167082,9	166556,5	165947,2	165029,9	164698,4
ВИЭ	МВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6962	7085	6384	6494	6959	7055	6719
ТЭС	час/год	4458	4353	4358	4392	4435	4606	4721

Баланс электрической энергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	989,65	1012,30	1042,08	1067,84	1093,27	1117,54	1137,44
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	3,28	4,12	4,28	4,28	4,28	4,28
Экспорт	млрд.кВт.ч	16,74	10,27	10,27	10,27	10,27	10,27	10,27
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из ОЭС Востока	млрд.кВт.ч	0,14						
Потребность	млрд.кВт.ч	1006,25	1022,57	1052,35	1078,11	1103,55	1127,81	1147,71
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	1006,25	1022,57	1052,35	1078,11	1103,55	1127,81	1147,71
ГЭС	млрд.кВт.ч	156,41	162,86	165,87	170,65	170,65	170,65	171,43
АЭС	млрд.кВт.ч	175,89	179,00	181,40	199,90	220,80	221,40	223,80
ТЭС	млрд.кВт.ч	673,95	680,70	705,07	707,56	712,09	735,75	752,47
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Установленная мощность- всего	МВт	219046,9	226146,6	235132,1	237046,7	237219,6	236650,2	238544,9
ГЭС	МВт	43712,7	45280,7	45569,5	45624,7	45720,9	45849,8	46279,5
АЭС	МВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ТЭС	МВт	150058,4	155590,1	161138,0	160628,6	159758,3	159407,0	158948,0
ВИЭ	МВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6962	7085	6384	6494	6959	7055	6719
ТЭС	час/год	4491	4375	4376	4405	4457	4616	4734

Баланс электрической энергии европейской части ЕЭС с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	779,82	798,68	819,07	836,40	853,83	871,04	887,75
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	3,28	4,12	4,28	4,28	4,28	4,28
Экспорт	млрд.кВт.ч	16,34	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	5,16	1,0	1,0	1,0	3,0	3,0	4,0
Потребность	млрд.кВт.ч	801,32	809,43	829,82	847,15	866,58	883,79	901,50
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	801,32	809,43	829,82	847,15	866,58	883,79	901,50
ГЭС	млрд.кВт.ч	63,97	62,21	63,15	63,27	63,27	63,27	64,06
АЭС	млрд.кВт.ч	175,89	179,00	181,40	199,90	220,80	221,40	223,80
ТЭС	млрд.кВт.ч	561,45	568,21	585,26	583,97	582,50	599,11	613,63
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Установленная мощность- всего	МВт	169541,6	175233,3	183306,1	185327,7	185495,6	184931,2	186870,9
ГЭС	МВт	19445,3	20009,3	20298,1	20348,3	20439,5	20563,4	20988,1
АЭС	МВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ТЭС	МВт	124820,5	129948,2	134583,4	134186,0	133315,7	132974,4	132565,4
ВИЭ	МВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6962	7085	6384	6494	6959	7055	6719
ТЭС	час/год	4498	4373	4349	4352	4369	4505	4629

Баланс электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	94,83	97,20	99,57	102,01	104,44	106,97	109,07
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	13,17	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57
в Балтию	млрд.кВт.ч	2,62	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63
в Финляндию	млрд.кВт.ч	10,55	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	0,31	0,30	0,30	3,30	0,30	0,30	0,30
Потребность	млрд.кВт.ч	107,69	103,47	105,84	105,28	110,71	113,24	115,34
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	107,69	103,47	105,84	105,28	110,71	113,24	115,34
ГЭС	млрд.кВт.ч	12,66	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67
АЭС	млрд.кВт.ч	37,54	35,50	36,20	35,50	42,20	46,00	46,90
ТЭС	млрд.кВт.ч	57,49	55,30	56,96	57,11	55,84	54,57	55,77
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Установленная мощность- всего	МВт	23434,8	23849,8	23861,0	25071,5	26444,0	25445,0	27247,0
ГЭС	МВт	2941,6	2946,6	2945,6	2945,6	2954,1	2962,6	2966,6
АЭС	МВт	5760,0	5760,0	5760,0	6930,0	8294,0	7294,0	9218,0
ТЭС	МВт	14726,8	15136,8	15149,0	15189,5	15189,5	15182,0	15056,0
ВИЭ	МВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6517	6163	6285	5123	5088	6307	5088
ТЭС	час/год	3904	3653	3760	3760	3676	3594	3704

Баланс электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	228,90	235,17	241,02	247,08	253,60	259,89	266,65
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	3,28	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
в Беларусь	млрд.кВт.ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	14,51	10,91	13,41	15,91	9,41	10,91	9,41
Потребность	млрд.кВт.ч	246,41	249,08	257,43	265,99	266,01	273,79	279,06
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	246,41	249,08	257,43	265,99	266,01	273,79	279,06
ГЭС	млрд.кВт.ч	3,44	3,90	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
АЭС	млрд.кВт.ч	88,96	92,20	95,20	108,30	112,50	110,70	108,40
ТЭС	млрд.кВт.ч	154,01	152,97	157,82	153,28	149,10	158,69	166,25
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	МВт	53030,8	55312,0	57853,8	58804,6	57770,6	56948,6	56841,6
ГЭС	МВт	2258,6	2468,6	2688,6	2688,6	2698,6	2708,6	2718,6
АЭС	МВт	12834,0	12834,0	14032,8	15231,6	14814,6	14397,6	14397,6
ТЭС	МВт	37938,2	40009,4	41132,4	40884,4	40257,4	39842,4	39725,4
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6932	7184	6784	7110	7594	7689	7529
ТЭС	час/год	4060	3823	3837	3749	3704	3983	4185

Баланс электрической энергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	88,18	91,72	97,25	99,85	102,15	104,79	106,88
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч			0,17	0,33	0,33	0,33	0,33
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
в Азербайджан	млрд.кВт.ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	7,10	5,11	7,11	5,61	1,11	4,11	1,11
Потребность	млрд.кВт.ч	81,21	86,74	90,27	94,37	101,17	100,81	105,91
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	81,21	86,74	90,27	94,37	101,17	100,81	105,91
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,78	20,39	20,83	20,95	20,95	20,95	21,73
АЭС	млрд.кВт.ч	14,72	16,00	15,10	18,60	23,80	22,90	26,90
ТЭС	млрд.кВт.ч	45,71	50,36	54,34	54,83	56,42	56,96	57,27
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	МВт	18895,4	20283,9	21746,7	21246,9	21678,6	22671,5	23047,2
ГЭС	МВт	5602,6	5909,6	5952,4	5965,1	5976,8	5994,7	6370,4
АЭС	МВт	2000,0	2000,0	3070,0	3070,0	3070,0	4140,0	4140,0
ТЭС	МВт	11291,8	12373,3	12723,3	12210,8	12630,8	12535,8	12535,8
ВИЭ	МВт	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	7362	8000	4919	6059	7752	5531	6498
ТЭС	час/год	4048	4070	4271	4490	4467	4544	4569

Баланс электрической энергии Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	109,92	112,33	114,58	116,83	119,23	121,39	123,46
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	8,50	2,00	3,00	2,00		1,50	
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	10,60	7,50	9,00	9,00	8,00	8,00	8,00
Потребность	млрд.кВт.ч	107,86	106,88	108,63	109,88	111,28	114,94	115,51
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	107,86	106,88	108,63	109,88	111,28	114,94	115,51
ГЭС	млрд.кВт.ч	21,69	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29
АЭС	млрд.кВт.ч	30,54	31,10	30,70	30,20	32,00	31,10	30,90
ТЭС	млрд.кВт.ч	55,64	55,50	57,65	59,39	59,00	63,56	64,32
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	МВт	26202,0	26322,0	26783,0	26300,5	26056,5	26104,0	26119,0
ГЭС	МВт	6805,0	6835,0	6856,0	6890,5	6941,5	6989,0	7004,0
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ТЭС	МВт	15324,8	15414,8	15854,8	15337,8	15042,8	15042,8	15042,8
ВИЭ	МВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	7499	7638	7539	7417	7859	7638	7588
ТЭС	час/год	3630	3600	3636	3872	3922	4225	4276

Баланс электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	257,99	262,26	266,65	270,62	274,41	278,01	281,68
Экспорт	млрд.кВт.ч							
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	5,16	1,00	1,00	1,00	3,00	3,00	4,00
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	5,00						
Потребность	млрд.кВт.ч	258,15	263,26	267,65	271,62	277,41	281,01	285,68
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	258,15	263,26	267,65	271,62	277,41	281,01	285,68
ГЭС	млрд.кВт.ч	5,41	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97
АЭС	млрд.кВт.ч	4,13	4,20	4,20	7,30	10,30	10,70	10,70
ТЭС	млрд.кВт.ч	248,61	254,09	258,49	259,36	262,14	265,34	270,02
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Установленная мощность- всего	МВт	47978,6	49465,6	53061,6	53904,2	53545,9	53762,1	53616,1
ГЭС	МВт	1837,5	1849,5	1855,5	1858,5	1868,5	1908,5	1928,5
АЭС	МВт	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ТЭС	МВт	45538,9	47013,9	49723,9	50563,5	50195,2	50371,4	50205,4
ВИЭ	МВт	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Число часов использования установленной мощности	час/год							
АЭС	час/год	6884	7000	2838	4932	6959	7230	7230
ТЭС	час/год	5459	5405	5198	5129	5223	5268	5378

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	209,83	213,62	223,01	231,45	239,44	246,49	249,69
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,40	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,25	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	5,30	1,00	1,00	1,00	3,00	3,00	4,00
Потребность	млрд.кВт.ч	204,93	213,14	222,53	230,97	236,96	244,01	246,21
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	204,93	213,14	222,53	230,97	236,96	244,01	246,21
ГЭС	млрд.кВт.ч	92,44	100,65	102,72	107,38	107,38	107,38	107,38
ТЭС	млрд.кВт.ч	112,50	112,49	119,81	123,59	129,59	136,64	138,84
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	МВт	49505,3	50913,3	51826,0	51719,0	51724,0	51719,0	51674,0
ГЭС	МВт	24267,4	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4
ТЭС	МВт	25237,9	25641,9	26554,6	26442,6	26442,6	26432,6	26382,6
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4457	4387	4512	4674	4901	5169	5262

Баланс электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	31,83	33,31	34,36	35,86	36,67	37,27	37,86
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	0,02	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	0,14						
Потребность	млрд.кВт.ч	31,99	33,34	34,39	35,89	36,70	37,31	37,90
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	31,99	33,34	34,39	35,89	36,70	37,31	37,90
ГЭС	млрд.кВт.ч	10,63	11,25	11,35	11,95	12,90	12,90	12,90
ТЭС	млрд.кВт.ч	21,36	22,09	23,04	23,94	23,80	24,41	25,00
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	МВт	9259,4	9186,4	9444,9	9587,9	9848,9	9297,9	9425,4
ГЭС	МВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3675,0	3675,0
ТЭС	МВт	5919,4	5846,4	5944,9	5927,9	6188,9	5622,9	5750,4
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	3608	3779	3876	4039	3846	4340	4347

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	209,83	213,62	223,01	231,45	239,44	246,49	249,69
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,40	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,25	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	5,30	1,00	1,00	3,00	5,00	8,00	9,00
Потребность	млрд.кВт.ч	204,93	213,14	222,53	228,97	234,96	239,01	241,21
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	204,93	213,14	222,53	228,97	234,96	239,01	241,21
ГЭС	млрд.кВт.ч	92,44	90,09	91,82	95,57	95,57	95,57	95,57
ТЭС	млрд.кВт.ч	112,50	123,06	130,71	133,40	139,39	143,44	145,64
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	МВт	49505,3	50913,3	51826,0	51719,0	51724,0	51719,0	51674,0
ГЭС	МВт	24267,4	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4
ТЭС	МВт	25237,9	25641,9	26554,6	26442,6	26442,6	26432,6	26382,6
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	4457	4799	4922	5045	5271	5427	5520

Баланс электрической энергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	31,83	33,31	34,36	35,86	36,67	37,27	37,86
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	0,02	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	0,14						
Потребность	млрд.кВт.ч	31,99	33,34	34,39	35,89	36,70	37,31	37,90
Производство электрической энергии - всего	млрд.кВт.ч	31,99	33,34	34,39	35,89	36,70	37,31	37,90
ГЭС	млрд.кВт.ч	10,63	7,77	7,86	8,37	9,27	9,27	9,27
ТЭС	млрд.кВт.ч	21,36	25,57	26,53	27,52	27,43	28,04	28,63
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	МВт	9259,4	9186,4	9444,9	9587,9	9848,9	9297,9	9425,4
ГЭС	МВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3675,0	3675,0
ТЭС	МВт	5919,4	5846,4	5944,9	5927,9	6188,9	5622,9	5750,4
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	час/год							
ТЭС	час/год	3608	4374	4463	4643	4433	4986	4978

Приложение № 14
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

**РЕГИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С УЧЁТОМ ТОЛЬКО
ВВОДОВ С ВЫСОКОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ РЕАЛИЗАЦИИ НА 2012–2018 ГОДЫ**

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учётом только вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

млрд.кВтч

ОЭС Северо-Запада	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
потребление электрической энергии ОЭС	92,554	94,829	97,200	99,565	102,014	104,439	106,973	109,071
Покрытие	105,850	107,688	103,470	105,835	105,284	110,709	113,243	115,341
в том числе:								
АЭС	38,662	37,539	35,500	36,200	35,500	42,200	46,000	46,900
ГЭС	12,044	12,656	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667
ТЭС	55,140	57,489	55,298	56,963	57,112	55,837	54,571	55,769
ВИЭ	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Архангельская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,632	7,723	7,841	7,960	8,043	8,128	8,215	8,304
Покрытие (производство электрической энергии)	6,444	7,211	7,040	7,160	7,243	7,228	7,215	7,204
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,444	7,211	7,040	7,160	7,243	7,228	7,215	7,204
ВИЭ								
Калининградская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,157	4,240	4,335	4,432	4,533	4,637	5,243	5,853
Покрытие (производство электрической энергии)	6,434	6,521	6,674	6,641	6,641	6,645	7,869	8,480
в том числе:								
АЭС							4,300	5,200
ГЭС	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
ТЭС	6,42	6,506	6,660	6,626	6,626	6,630	3,554	3,265
ВИЭ	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Республика Карелия								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,989	9,171	9,346	9,428	9,604	9,696	9,794	9,897
Покрытие (производство электрической энергии)	3,995	4,429	4,345	4,345	4,345	4,345	4,345	4,345
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2,212	2,735	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700
ТЭС	1,783	1,694	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645
ВИЭ								
Мурманская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	13,113	13,202	13,310	13,405	13,530	13,655	13,769	13,892
Покрытие (производство электрической энергии)	17,612	17,953	18,096	18,151	18,372	18,372	18,372	18,372
в том числе:								
АЭС	10,554	10,900	11,100	11,100	11,100	11,100	11,100	11,100
ГЭС	6,623	6,588	6,532	6,532	6,532	6,532	6,532	6,532
ТЭС	0,435	0,465	0,465	0,520	0,740	0,740	0,740	0,740
ВИЭ								
Республика Коми								
Потребность (потребление электрической энергии)	8,866	8,981	9,097	9,205	9,315	9,426	9,540	9,655
Покрытие (производство электрической энергии)	9,717	9,179	9,596	9,705	9,815	10,026	10,240	10,455
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9,717	9,179	9,596	9,705	9,815	10,026	10,240	10,455
ВИЭ								
Лен. обл. и Санкт-Петербург								
Потребность (потребление электрической энергии)	43,486	45,005	46,565	48,265	49,951	51,728	53,108	54,026
Покрытие (производство электрической энергии)	59,035	59,231	54,566	56,688	55,731	61,070	62,160	63,334
в том числе:								
АЭС	28,108	26,639	24,400	25,100	24,400	31,100	30,600	30,600

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Средней Волги с учётом только вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

млрд.кВтч

ОЭС Средней Волги	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
потребление электрической энергии ОЭС	108,005	109,921	112,330	114,582	116,827	119,231	121,392	123,458
Покрытие								
	110,271	107,861	106,880	108,632	109,877	111,281	114,942	115,508
в том числе:								
АЭС	32,777	30,537	31,100	30,700	30,200	32,000	31,100	30,900
ГЭС	19,564	21,687	20,285	20,285	20,285	20,285	20,285	20,285
ТЭС	57,930	55,637	55,495	57,647	59,392	58,996	63,557	64,323
ВИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Республика Марий-Эл								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,252	3,260	3,265	3,299	3,331	3,364	3,397	3,430
Покрытие (производство электрической энергии)	1,128	1,123	1,060	1,076	1,095	1,098	1,257	1,284
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,128	1,123	1,060	1,076	1,095	1,098	1,257	1,284
ВИЭ								
Республика Мордовия								
Потребность (потребление электрической энергии)	3,237	3,257	3,319	3,374	3,435	3,496	3,554	3,613
Покрытие (производство электрической энергии)	1,709	1,368	1,294	1,308	1,346	1,214	1,354	1,375
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,709	1,368	1,294	1,308	1,346	1,214	1,354	1,375
ВИЭ								
Нижегородская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	22,765	23,272	23,945	24,623	25,311	26,196	26,764	27,220
Покрытие (производство электрической энергии)	9,676	8,816	9,169	10,680	11,447	11,520	11,989	12,141
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,71	1,568	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510
ТЭС	7,966	7,249	7,659	9,170	9,937	10,010	10,479	10,631
ВИЭ								
Пензенская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,568	4,622	4,705	4,788	4,871	4,957	5,043	5,132
Покрытие (производство электрической энергии)	1,566	1,405	1,324	1,338	1,314	1,309	1,425	1,451
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,566	1,405	1,324	1,338	1,314	1,309	1,425	1,451
ВИЭ								
Самарская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	24,066	24,638	25,236	25,795	26,231	26,689	27,142	27,610
Покрытие (производство электрической энергии)	21,587	23,130	23,002	23,117	22,624	22,201	22,608	22,751
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	8,8	10,455	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600
ТЭС	12,787	12,675	13,402	13,517	13,024	12,601	13,008	13,151
ВИЭ								
Саратовская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	13,279	13,481	13,759	13,883	14,002	14,131	14,263	14,380

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Юга с учётом только вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

млрд.кВтч

ОЭС Юга	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
потребление электрической энергии ОЭС	85,749	88,180	91,719	97,248	99,850	102,148	104,787	106,883
Покрытие	78,940	81,212	86,743	90,272	94,374	101,172	100,811	105,907
в том числе:								
АЭС	15,804	14,724	16,000	15,100	18,600	23,800	22,900	26,900
ГЭС	18,222	20,777	20,385	20,709	20,709	20,711	20,714	21,497
ГАЭС	0,000	0,000	0,000	0,118	0,238	0,238	0,238	0,238
ТЭС	44,914	45,711	50,358	54,345	54,827	56,423	56,960	57,272
ВИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Астраханская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,286	4,372	4,512	4,681	4,737	4,807	4,877	4,948
Покрытие (производство электрической энергии)	2,613	2,853	4,098	4,201	4,281	4,281	4,276	4,303
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2,613	2,853	4,098	4,201	4,281	4,281	4,276	4,303
ВИЭ								
Волгоградская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	19,091	19,286	19,480	19,687	19,885	20,085	20,291	20,473
Покрытие (производство электрической энергии)	15,827	16,476	15,906	15,851	16,124	16,114	16,163	16,210
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	10,588	12,002	11,620	11,620	11,620	11,620	11,620	11,620
ТЭС	5,239	4,474	4,286	4,231	4,504	4,494	4,543	4,590
ВИЭ								
Чеченская Республика								
Потребность (потребление электрической энергии)	2,331	2,438	2,545	2,646	2,764	2,880	2,995	3,114
Покрытие (производство электрической энергии)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВИЭ								
Республика Дагестан								
Потребность (потребление электрической энергии)	5,447	5,652	5,854	6,024	6,359	6,700	6,899	7,138
Покрытие (производство электрической энергии)	4,329	4,831	4,908	5,218	5,219	5,219	5,219	5,219
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	4,268	4,780	4,858	5,168	5,168	5,168	5,168	5,168
ТЭС	0,061	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051
ВИЭ								
Республика Ингушетия								
Потребность (потребление электрической энергии)	0,614	0,650	0,690	0,727	0,762	0,796	0,829	0,858
Покрытие (производство электрической энергии)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВИЭ								
Кабардино-Балкарская Республика								
Потребность (потребление электрической энергии)	1,531	1,550	1,569	1,589	1,610	1,637	1,660	1,684

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Урала с учётом только вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

млрд.кВтч

ОЭС Урала	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
потребление электрической энергии ОЭС	254,597	257,986	262,255	266,654	270,624	274,412	278,005	281,684
Покрытие	255,787	258,146	263,255	267,654	271,624	277,412	281,005	285,684
в том числе:								
АЭС	4,250	4,131	4,200	4,200	7,300	10,300	10,700	10,700
ГЭС	4,766	5,410	4,967	4,967	4,967	4,967	4,967	4,967
ТЭС	246,771	248,605	254,088	258,487	259,357	262,145	265,338	270,017
ВИЭ	0,0000	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
Республика Башкортостан								
Потребность (потребление электрической энергии)	24,983	25,338	25,758	26,363	26,801	27,301	27,810	28,328
Покрытие (производство электрической энергии)	25,528	24,444	24,781	25,067	24,654	24,238	24,434	24,810
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,646	0,780	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748
ТЭС	24,882	23,663	24,034	24,320	23,906	23,491	23,686	24,062
ВИЭ		0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
Кировская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	7,389	7,492	7,621	7,775	7,945	8,093	8,238	8,388
Покрытие (производство электрической энергии)	4,145	3,712	3,812	4,234	4,861	4,478	4,313	4,429
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,145	3,712	3,812	4,234	4,861	4,478	4,313	4,429
ВИЭ								
Курганская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	4,493	4,565	4,652	4,736	4,811	4,885	4,961	5,035
Покрытие (производство электрической энергии)	2,052	2,765	2,712	2,599	2,619	2,697	2,761	2,849
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2,052	2,765	2,712	2,599	2,619	2,697	2,761	2,849
ВИЭ								
Оренбургская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	16,460	16,691	16,936	17,217	17,455	17,708	18,002	18,301
Покрытие (производство электрической энергии)	17,942	16,843	17,055	15,716	15,301	14,817	14,850	14,795
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,029	0,074	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
ТЭС	17,913	16,769	16,980	15,640	15,226	14,742	14,775	14,720
ВИЭ								
Пермский край								
Потребность (потребление электрической энергии)	23,557	23,883	24,233	24,675	25,118	25,567	25,917	26,313
Покрытие (производство электрической энергии)	31,223	31,405	31,896	30,045	30,276	32,218	32,845	32,944
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	4,074	4,535	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125
ТЭС	27,149	26,870	27,771	25,920	26,151	28,093	28,720	28,819
ВИЭ								
Свердловская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	46,188	46,956	47,444	47,967	48,769	49,619	50,475	51,285

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Сибири с учётом только вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

млрд.кВтч

ОЭС Сибири	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
потребление электрической энергии ОЭС	204,966	209,834	213,622	223,009	231,447	239,442	246,493	249,690
Покрытие	197,404	204,933	213,144	222,531	230,969	236,964	244,015	246,212
в том числе:								
АЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	87,293	92,435	100,653	102,724	107,377	107,377	107,377	107,377
ТЭС	110,111	112,498	112,490	119,807	123,592	129,587	136,638	138,835
ВИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Республика Алтай и Алтайский край								
Потребность (потребление электрической энергии)	10,812	11,094	11,294	11,562	11,767	11,952	12,363	12,541
Покрытие (производство электрической энергии)	6,633	6,892	6,650	6,851	7,165	7,411	7,862	8,042
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,633	6,892	6,650	6,851	7,165	7,411	7,862	8,042
ВИЭ								
Республика Бурятия								
Потребность (потребление электрической энергии)	5,35	5,505	5,662	5,718	5,777	5,844	5,932	5,990
Покрытие (производство электрической энергии)	4,776	5,065	4,953	4,989	5,126	5,477	5,977	6,215
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,776	5,065	4,953	4,989	5,126	5,477	5,977	6,215
ВИЭ								
Иркутская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	53,179	54,378	55,135	59,352	63,561	66,533	68,801	69,390
Покрытие (производство электрической энергии)	60,461	60,109	59,315	59,641	60,047	60,813	61,972	62,402
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	46,899	46,837	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360
ТЭС	13,562	13,273	12,955	13,281	13,687	14,453	15,612	16,042
ВИЭ								
Красноярский край								
Потребность (потребление электрической энергии)	42,395	43,351	44,212	46,629	48,540	51,633	54,149	54,724
Покрытие (производство электрической энергии)	48,041	51,237	57,499	63,654	70,201	71,979	74,143	74,901
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	18,891	22,281	29,266	31,337	35,990	35,990	35,990	35,990
ТЭС	29,15	28,956	28,233	32,317	34,211	35,989	38,153	38,911
ВИЭ								
Кемеровская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	34,049	34,788	35,603	36,768	37,754	38,448	39,250	40,048
Покрытие (производство электрической энергии)	24,683	26,202	25,644	27,427	27,074	27,806	28,744	28,718
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	24,683	26,202	25,644	27,427	27,074	27,806	28,744	28,718
ВИЭ								
Новосибирская область								

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Техническое задание/характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	в прогнозных ценах (с НДС) **																								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта																			
					2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого																								
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.										
54	Комплексная реконструкция и тех. перевооружение ПС 220 кВ Завод Ивача (перевод на напряжение 330 кВ) *	Ленинградская	2012	2x200,2x250 МВА		250																				8434,39	1387,35	305,92	323,2	266,3	0	0	0	2282,77	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга													
55	Реконструкция ПС 330 кВ Тихвин-Литейный (замена АТ и установка 2-ого АТ 330/110 кВ 200 МВА)	Ленинградская	2017	1x125 МВА - 2x 200 МВА, 250 МВА																						3015	23	#	0	779	989	1165	0	2999,20	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ленинградской области													
56	Реконструкция и тех. перевооружение ПС 330 кВ Восточная *	Ленинградская	2012	4x200 МВА		200																				7640	650	#	0	0	0	0	712,27	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга, введена 3x200 МВА														
Итого по объектам реконструкции 330 кВ с увеличением трансформаторной мощности					0	450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	775	0	0	0	0	0	0	0	1225	0	2061	411	323	1046	989	1165	0	5994							
220 кВ																																																		
57	Реконструкция и техническое перевооружение ПС 220 кВ Подуроводники (замена АТ с увеличением мощности) *	Ленинградская	2012	2x80 МВА		160																					1409,32	632,87	132	0	0	0	0	0	764,87	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для обеспечения надежности электроснабжения районов г. Санкт-Петербурга												
58	Реконструкция ОРУ 220 кВ, РУ 10 кВ ПС 220 кВ Кизема с установкой второго трансформатора 25 МВА *	Архангельская	2013	25 МВА				25																			370,34	6,43	312,33	50,09	0	0	0	0	368,85	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Архангельской области												
59	Реконструкция ПС 220 кВ Древянка (№2)(замена АТ с увеличением мощности) *	Карельская	2016	2x200 МВА																							2826	4,4	140	240	580	566,57	0	0	1530,97	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения энергосистемы Республики Карелия												
60	Реконструкция ПС 220 кВ Медвежьегорск (замена АТ с увеличением мощности) *	Карельская	2016	2x63 МВА																							1727,41	12,9	50	150	500	495,21	0	0	1208,11	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Медвежьегорского энергоузла												
61	Реконструкция ПС 220 кВ Утинская (замена АТ с увеличением мощности) *	Энергосистема Республики Коми	2016	2x80 МВА																							4017,77	40	150	307,77	1700	1820	0	0	4017,77	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения энергосистемы Республики Коми												
Итого по объектам реконструкции 220 кВ с увеличением трансформаторной мощности					0	160	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	686	0	0	0	0	0	0	0	0	871	0	697	784	748	2780	2882	0	0	7891						
Объекты реконструкции без увеличения трансформаторной мощности																																																		
330 кВ																																																		
62	Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Кошмино*	Ленинградская	2012	2x200 МВА		400																					2728,13	542	77	0	0	0	0	0	619,15	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ленинградской области												
63	ПС 330 кВ Выборская (Реконструкция ОРУ 330 кВ, КВПУ 5) *	Ленинградская	2016	2x500 МВА																							1742,99	45,76	17,48	180	700	741,55	0	0	1684,79	ОАО "ФСК ЕЭС"														
64	Реконструкция и тех. перевооружение ПС 330 кВ Книгзельская*	Ленинградская	2013	2x200 МВА				400																			2094,84	837	704	203	0	0	0	0	1744	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей и выдачи мощности 1-ого блока ЛАЭС-2												
Итого по объектам реконструкции 330 кВ без увеличения трансформаторной мощности					0	400	0	0	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1800	0	0	0	0	0	0	0	0	1800	0	1424	798	383	700	742	0	0	4048					
220 кВ																																																		
65	Реконструкция ПС 220 кВ Сорвала	Карельская	2015	БСК 30																							149	0	0	0	149	0	0	0	149	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Сорвалского энергоузла												
66	Реконструкция ПС 220 кВ Пикалво	Ленинградская	2016	2x63 МВА																							287	0	0	0	0	287,5	0	0	287	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Замена морально устаревшего и физически изношенного оборудования (ПС сгорела в 1963 году)												
Итого по объектам реконструкции 220 кВ без увеличения трансформаторной мощности					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126	0	0	0	0	0	0	0	126	30	0	0	0	149,2	287,5	0	0	436,7						
Итого по объектам реконструкции 330 кВ					0	850	0	0	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	3025	0	3485	1209	707	1746	1731	1165	0	10642				
Итого по объектам реконструкции 220 кВ					0	160	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	812	0	0	0	0	0	0	0	0	997	30	697	784	748	2929	3169	0	0	8327			

	в прогнозных ценах (с НДС) **																																
	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг.	
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		
ВСЕГО, в т.ч.	433,8	1986	0	396	675	0	675,1	1530	740	366,8	4986	30	1210	7327	1480	933,6	2575	100	857,6	400	0	4873	19479	2350	14910	10099	16608	69592	86042	54127	17459	268837	
по 750 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	330	0	0	0	137,6	2000	660	0	0	0	0	0	0	0	137,6	2000	990	0	0	0	5919	14600	7428	9481	37428
по 330 кВ	123	1700	0	396	650	0	335,1	1450	410	50	0	0	778,5	4515	820	742,4	2450	100	607,6	400	0	3033	11165	1330	10238	6771	9430	41091	49630	28634	6888	152681	
по 220 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114	4860	0	0	0	0	0	0	0	0	114	4860	0	0	0	0	13250	14012	14706	0	41968
по 220 кВ	310,8	286	0	0	25	0	340	80	0	202,8	126	30	294,3	812	0	191,2	125	0	250	0	0	1589	1454	30	4673	3328	7177	9334	7801	3358	1090	36761	

Примечания:

* - объекты приняты по НИИ ФСК 2012-2014 гг.

** - как вложения представлены без учета территориального коэффициента

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	В прогнозных ценах (с НДС)**																		Полная стоимость строительства	В прогнозных ценах (с НДС)**								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		Итого		2012 г.	2013 г.		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого					
					км	MBA	Mvar	Mvar	MBA	Mvar	MBA	Mvar	MBA	Mvar	MBA	Mvar	MBA	Mvar	MBA	Mvar	млн. руб.	млн. руб.		млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.				
17	Вторая цепь трапигита 220 кВ Очаково - Говорово - Чоботы	Московская	2012	КЛ 220 кВ 4x1,1 км ВЛ 220 кВ 15,6 км	20,3												20,3	0	0	1409	788	0	0	0	0	0	0	788	ОАО "МОЭК"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей района Солнцево, Пересылково г. Москвы (ИП ОАО "МОЭК")			
18	Заход второй цепи КВЛ 220 кВ Красногорская - Гарцево на ПС 220/20 кВ Ильская	Московская	2012	2x1,5 км	3												3	0	0	764	427	0	0	0	0	0	0	427	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей района Ильская Пойма			
19	ПС 220/20 кВ Мещанская с КЛ 220 кВ Бутовская - Мещанская и КЛ Мещанская - Красносельская	Московская	2012	3x100 MBA 2x1,5 км 2x5 км	13	300											13	300	0	7692	4301	0	0	0	0	0	0	4301	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы			
20	ПС 220/20 Мещанки	Московская	2012	3x100 MBA		300											0	300	0	4392	2456	0	0	0	0	0	0	2456	ОАО "ОЭК"		Для электроснабжения потребителей микрорайона Мещанки Северо-Западного административного округа г. Москвы (ОАО "ОЭК")			
21	Двухцепная КЛ 220 кВ Очаково-Мещанки	Московская	2012	2x12 км	24												24	0	0	6216	3476	0	0	0	0	0	0	3476	ОАО "ОЭК"		Для присоединения ПС Мещанки (ОАО "ОЭК")			
22	ПС 220/20 кВ Красносельская	Московская	2012	3x100 MBA		300											0	300	0	5569	3114	0	0	0	0	0	0	3114	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы			
23	КЛ 220 кВ Красносельская - ГЭЦ-23	Московская	2012	2x13,5 км	27												27	0	0	6876	3845	0	0	0	0	0	0	3845	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы			
24	ПС 220/20 кВ Горьковская - с сооружением двухцепных КЛ 220 кВ Горьковская - Цимлянская и КЛ 220 кВ Горьковская - Абрамцово	Московская	2012	3x100 MBA 2x10 км 2x4 км	28	300											28	300	0	11587	6479	0	0	0	0	0	0	6479	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы			
25	ПС 220/20 кВ Сколково с заходом КВЛ ГЭС Лыково - Фряново*	Московская	2013	2x63 MBA		126											0	126	0	1751	1176	165	0	0	0	0	0	1341	ОАО "ФСК"		Для электроснабжения инновационного центра "Сколково"			
26	ПС 220/110/10 Слобода (перевод на 220 кВ)	Московская	2012	2x250 MBA 2x63 MBA		626											0	626	0	4571	2556	0	0	0	0	0	0	2556	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения инновационного центра Павловская Слобода			
27	КЛ 220 кВ Западная - Слобода 1,2 и Слобода-Пшелево	Московская	2012	2x22,5 км	45												45	0	0	11460	6408	0	0	0	0	0	0	6408	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей Московской области			
28	ПС 220 кВ Котово с заходом ВЛ 220 кВ Келарово - Буры	Московская	2012	2x80 MBA 2x0,5 км	1	80											1	80	0	1563	874	0	0	0	0	0	0	874	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей Московской области			
29	ПС 220/10 кВ Стеклозавод с заходом ВЛ 220 кВ Пахра - Мичово	Московская	2012	2x25 MBA		50											0	50	0	1810	1012	0	0	0	0	0	0	1012	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей Московской области			
				2x1,0 км	2												2	0	0	36	20	0	0	0	0	0	0	20	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей г. Москвы			
30	ПС 220/10 кВ Буфачин (перевод на 220 кВ) с заходом КЛ 220 кВ ГЭЦ-27 - Бескудиково	Московская	2013	4x63 MBA 2x5,5 км			11	252									0	252	0	4141	904	1454	0	0	0	0	0	2359	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей г. Москвы			
31	ПС 220/20 кВ Вагатовская	Московская	2013	3x160 MBA		480											0	480	0	4646	1014	1633	0	0	0	0	0	2647	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы (ОАО "Энергокомплекс")			
32	КЛ 220 кВ Мещанки-Вагатовская	Московская	2013	2x10 км	10		10										20	0	0	5118	2537	335	0	0	0	0	0	2872	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы (ОАО "Энергокомплекс")			
33	КЛ 220 кВ Вагатовская-Гражданская	Московская	2013	2x8 км	6		10										16	0	0	4091	2050	245	0	0	0	0	0	2295	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы (ОАО "Энергокомплекс")			
34	ПС 220/20 кВ Золотаревская	Московская	2013	3x160 MBA		160		320									0	480	0	4795	1046	1685	0	0	0	0	0	2732	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы (ОАО "Энергокомплекс")			
35	ПС 220 кВ Подъездово с заходом ВЛ 220 кВ Рашиново - Шуколово	Московская	2015	2x200 MBA 2x2,5 км				5	200		200						5	400	0	4035	0	0	936	1498	0	0	0	2433	ОАО "МОЭК"		Для снятия перегруз и поддержания напряжения, а так же для возможности подключения новых потребителей			
36	ПС 220/20 кВ Сырчино с заходом КВЛ 220 кВ Очаково - Н.Воркуло*	Московская	2013	2x63 MBA		126											0	126	0	5718	1772	500	0	0	0	0	0	2272	ОАО "ФСК"		Для электроснабжения инновационного центра "Сколково"			
37	ПС 220/10 кВ Котловка с КЛ заходами ВЛ 220 кВ ГЭЦ-20 - Комково, ГЭЦ-20 - Академическая	Московская	2014	2x200 MBA 2x100 MBA 4x0,5 км		300	2	300									0	600	0	6923	0	1557	2506	0	0	0	0	4063	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей г. Москвы			
38	ПС 220/20/10 кВ Кожвиницкая с КЛ 220 кВ ГЭЦ-20 - Кожвиницкая	Московская	2014	2x200 MBA 2x5 км		200	10	200									10	400	0	6778	0	1524	2454	0	0	0	0	3977	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей г. Москвы			
39	КЛ 220 кВ Красносельская - Кожвиницкая 1,2	Московская	2014	2x12,5 км		12,5		12,5									25	0	0	6805	0	1361	2638	0	0	0	0	3998	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей г. Москвы			
40	ПС 220 кВ Орешково с заходом ВЛ 220 кВ Борисовская 1 и ВЛ 220 кВ Чагинская	Московская	2014	2x250 MBA 2x80 MBA 2x1,5 км 2x1,5 км		12	500	160									12	660	0	7561	0	2571	1839	0	0	0	0	4411	ОАО "МОЭК"		Для снятия перегруз и поддержания напряжения, а так же для возможности подключения новых потребителей			
41	ПС 220 кВ Автозаводская (перевод) и двухцепные КЛ 220 кВ Южная - Автозаводская	Московская	2014	2x230 MBA 2x90 MBA		6	500	6	160								12	660	0	8048	0	2737	1958	0	0	0	0	4695	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы			
42	ПС 220/10 кВ Ступино с заходом ВЛ 220 кВ ГРЭС-4 - Обранцово	Московская	2014	2x100 MBA 2x0,5 км		12	100	100									12	200	0	2458	0	680	758	0	0	0	0	1439	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей г. Ступино			
43	ПС 220 кВ Назарьево с заходом ВЛ 220 кВ Рашиново - Луц и Рашиново - Пшелево	Московская	2018	2x100 MBA 2x0,5 км				1	200								1	200	0	2645	0	0	1570	0	0	0	0	1570	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей Московской области			
44	ПС 220 кВ Молоково (Еловая) и строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Пахра - Молоково 1,2	Московская	2015	2x160 MBA				160	160								0	320	0	2335	0	0	584	823	0	0	0	1407	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей Московской области			
45	ПС 220/20/10 кВ Белорусская	Московская	2015	2x100 MBA 2x80 MBA				200	160								0	200	0	12237	0	733	2861	3743	0	0	0	7337	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы			
46	КЛ 220 кВ Бутовская-Белорусская	Московская	2015	2x12 км				12	12								24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы		
47	двухцепная КЛ 220 кВ Магистральная (Сиги-2)-Белорусская	Московская	2015	2x4,5 км				9	9								9	0	0	2584	0	0	0	1574	0	0	0	1574	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы			
48	ПС 220/110 кВ Боддино с заходом КВЛ 220 кВ ГЭЦ-23 - Трубино	Московская	2015	2x125 MBA 2x10 км				10	250								20	250	0	3744	0	0	868	1390	0	0	0	2258	ОАО "МОЭК"		Для снятия перегруз и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей			
49	ПС 220/20 кВ Митская с заходами двухцепной ВЛ 220 кВ Очаково - Митская 1,2	Московская	2014	2x160 MBA				320									0	320	0	4115	0	925	1490	0	0	0	0	2414	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей инновационного центра "Сколково"			
50	ПС 220 кВ Далино и строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС - Далино	Московская	2015	2x125 MBA 2x100 MBA 2x3,5 км				70	450								70	450	0	5295	0	0	1229	1964	0	0	0	3193	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей г. Дубна			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	В прогнозных ценах (с НДС)**																		Полная стоимость строительства	В прогнозных ценах (с НДС)**								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта															
					2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.				2018 г.			Итого			2012 г.	2013 г.				2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого									
					км	MBA	Mвар	км	MBA	Mвар	км	MBA	Mвар	км	MBA	Mвар	км	MBA	Mвар	км	MBA	Mвар		км	MBA	Mвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.				млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.											
51	ПС 220 кВ Ардальская с КЛ 220 кВ Западная - Ардальская 1, 2 и КЛ 220 кВ Красногорская-Ардальская	Московская	2 015	4x100 MBA 2x22 км	1						22	200			23	200														45	400	0	16462	0	1405	3862	4578	0	0	0	9846	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей Московской области					
52	ПС 220 кВ Лагарино с заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Ока - 1, 2	Московская	2015	2x200 MBA 4x2 км							8	200				200													8	400	0	4465	0	0	1037	1656	0	0	0	2692	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегруз и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей Московской области						
53	ПС 220/110 кВ Меткино с заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Пахра и ВЛ 220 кВ Пахра - Меткино - 1, 2	Московская	2015	2x250 MBA 2x2 км							4	250				250													4	500	0	3884	0	0	903	1439	0	0	0	2342	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегруз и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей Московской области						
54	ПС 220 кВ Сигма (перевод на 220 кВ) с кабельными заходами ВЛ 220 кВ Омега - Радищево 1, 2	Московская	2015	2x250 MBA 2x9 км	2x9						18	250				250													18	500	0	8252	0	550	1918	2477	0	0	0	4945	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегруз и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей Московской области						
55	ПС 220 кВ Сирина с заходом ВЛ 220 кВ Шаурская ГРЭС - Пески	Московская	2015	2x125 MBA 4x1,5 км								6	250			250													6	250	0	3499	0	0	0	2132	0	0	0	2132	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегруз и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей (Протокол совещания от 07.08.09)						
56	ПС 220 кВ Тютчев с заходом ВЛ 220 кВ Новософьино - Учи	Московская	2015	2x200 MBA 2x5 км							10	200				200													10	400	0	3734	0	0	865	1387	0	0	0	2252	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегруз и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей Московской области						
57	ПС 220/110 кВ Филаново (П. Мариано) с двумя ВЛ 220 кВ Лесная - Мариано	Московская	2015	2x250 MBA 2x10 км							20	250				250													20	500	0	4068	0	0	948	1505	0	0	0	2453	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей Московской области						
58	ПС 220 кВ Левинская с заходом ВЛ 220 кВ Пахра - Лесная и Лесная - Обедово	Московская	2014	2x200 MBA 4x2 км							8	200				200													8	400	0	4598	0	1034	1664	0	0	0	0	2698	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей г. Щербинка						
59	ПС 220/10 кВ Опалино с заходом ВЛ 220 кВ Ногинск - Каскадная	Московская	2016	2x80 MBA 2x0,5 км							1	80			80														1	160	0	3451	0	0	0	824	1306	0	0	2130	ОАО "Энергоцентр"		Для повышения надежности электроснабжения восточной части Московской области						
60	ПС 220/110/10 кВ Ромашово с КЛ заходами двухцепной ВЛ Опалино-Красногорская	Московская	2016	2x250 MBA 4x2 км							8	250			250														8	500	0	6641	0	0	0	1585	2514	0	0	4099	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей Одинцовского района Московской обл.						
61	ПС 220/10 кВ Саввинская с заходами 2 ВЛ 220 кВ Савбада - Дорослово	Московская	2016	2x250 MBA 4x0,2 км							0,8	250			0	250													0,8	500	0	3024	0	0	0	1037	1647	0	0	2685	ОАО "Энергоцентр"		Для электроснабжения потребителей г. Звенигорода Московской обл.						
62	ПС 220/10 кВ Романово с заходом ВЛ 220 кВ Чагино-Желебино	Московская	2017	2x63 MBA 2x7 км												14	126												14	126	0	3572	0	0	0	0	873	1374	0	0	2247	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей ЮВАО - Москва					
63	Заходы ВЛ 220 кВ Радуга - Ярцево на ПС 220 кВ Дмитров	Московская	2016	2x15 км											30														30	0	0	100	0	0	0	0	0	371	0	0	371	ОАО ФСК ЕЭС		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области					
64	ПС 220/10 кВ Филоно (Н.Шереметьево) с заходом двухцепной ВЛ 220 В.Рост - Западная	Московская	2018	2x100 MBA 4x0,5 км											2	100													2	200	0	2991	0	0	0	0	0	864	1044	1908	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения аэропорта Шереметьево						
65	ПС 220 кВ Взлетная	Московская	2018	2x200 MBA, 2x100 MBA																									0	600	0	4564	0	0	0	0	0	1753	1152	2905	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения аэропорта Домодедово						
Итого по 500 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей					69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	501	0	1	1002	0	0	501	0	0	1002	0	70	3006	0		2990	3,89	1314,132	1640,614	3806,129	5548,794	7182,353	22485,91458											
Итого по 220 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей					109,5	2368	0	93,5	2852	0	128,5	3550	0	139,8	3400	0	132	680	0	14	626	0	1	400	0	698,3	13876	0		47952,373	21093,64	33213,69	29611,21	6712,199	3990,398	3012,474	145585,903												
Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																																																	
500 кВ																																																	
66	ПС 500 кВ Бутыркин с КЛ 500 кВ Бескудниково - Бутыркин	Московская	2018	500 MBA 9 км																									0	500	0	2426	0	0	0	0	0	655	1789	2444	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей г.Москва						
67	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Чагино (2 АТ 500/220 кВ; 4 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2013	2x500 MBA																									0	1000	0	25324	13622	1361	0	0	0	0	0	14982	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области						
68	ПП 500 кВ Озерские с заходами ВЛ 500 кВ Чагино - Михайловская и участком ВЛ 750 кВ отг. Кашира - ПП Озерские	Московская	2016	500 кВ - 2x10 км 750 кВ - 10 км											20														20	0	0	5327	0	0	0	779	2519	0	0	3299	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области						
69	ПС 500 кВ Каскадная с заходами ВЛ 500 Чагино - Ногинск и ВЛ 220 кВ Восточная - Цги и ТЭЦ-23 - Ногинск*	Московская	2015	2x500 MBA 2x0,1 км							0,2	1000																	0,2	1000	0	13177	1787	1000	1500	0	0	0	0	4287	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области, обеспечение возможности подключения новых потребителей						
70	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра (2 АТ 500/220 кВ; 2АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2016	2x500MBA																									0	1000	0	11052	0	0	1396	5300	0	0	0	6696	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области						
				2x250 MBA 2x100 MBA											700														0	700	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	В прогнозных ценах (с НДС)**																								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта																												
					2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого						Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого																			
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.													млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.													
Итого по 220 кВ для систем сетей ораничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей					0	0	0	0	0	0	0	257	125	0	400	0	0	9,3	0	0	217,4	0	0	0	0	0	883,7	125	0	20,05	1349,71	5499,578	3990,115	1867,87	1655,413	0	14382,74																						
Для обеспечения возможности подключения новых потребителей																																																											
500 кВ																																																											
19	Расширение ПС 500 кВ Радуга, АТ-6 500/110 кВ	Нижегородская	2015	250 МВА																						0	250	0	963	0	0	0	963	0	0	0	963	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Вакуумском энергоузле Нижегородской энергосистемы. Для электроснабжения потребителей ОАО «ВМЗ».																			
20	ПС 500 кВ Пенга-И, установка второй АТТ 500/220 кВ	Пензенская	2015	501 МВА																						0	501	0	1136	0	0	0	876	260	0	0	0	1136	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла, обеспечение возможности присоединения новых потребителей																		
21	ПС 500 кВ Луч, установка АТ 500/110 кВ *	Нижегородская	2014	250 МВА																						0	250	0	410	3	50	300	57	0	0	0	410	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла																			
22	ПС 500 кВ Елабуга (Кама) с заходами ВЛ 500 кВ Нижновоская ГЭС - Удмуртская	Татарская	2014-2015	501+167 МВА																						0	668	0	5532	1182	1497	1606	1247	0	0	0	5532	ОАО "Сетевая компания"	С	Для электроснабжения развивающейся свободной экономической зоны Татарской энергосистемы в районе г. Елабуга, а также для электроснабжения промышленных потребителей в районе г. Нижнекамск																			
				2x250 МВА																								0	500	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0																	
				2x2,7 км																									5,4	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0																
23	ПС 500 кВ Красноармейская (установка второй АТТ) с заходами ВЛ 500 кВ Балаковский АЭС - Куйбышевская (второй цепь) *	Самарская	2016	2x0,5 км 801 МВА																						1	801	0	1402								1402	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Самарского энергоузла, обеспечение возможности подключения новых потребителей																			
24	ПС 500 кВ Казань с заходами ВЛ 500 кВ Помары - Удмуртская	Татарская	2018	501+167 МВА 2x40 км																							0	668	0	5682	0	0	0	0	407	2591	2683	5682	ОАО "Сетевая компания"		Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Казанского энергоузла, обеспечение возможности подключения новых потребителей																		
25	ПС 500 кВ Радуга-2 с заходом одной из ВЛ 500 кВ Владимирская - Радуга *	Нижегородская	2016-2017	3x250 МВА, 2x0,5 км																							1	500	0	3718								3718	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Вакуумском энергоузле Нижегородской энергосистемы. Для электроснабжения потребителей ОАО «ВМЗ».																		
26	ВЛ 500 кВ Радуга-2 - Владимирская *	Нижегородская	2017	150 км																							150	0	0	7474	0	0	0	722	3297	3455	0	7474	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Вакуумском энергоузле Нижегородской энергосистемы. Для электроснабжения потребителей ОАО «ВМЗ».																		
Итого по 500 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей					0	0	0	0	0	0	0	5,4	750	0	0	1419	0	2	1301	0	150	250	0	80	668	0	237,4	4388	0	1185,736	1666,594	3967,332	4715,626	5187,868	6910,08	2683,32	26316,56																						
220 кВ																																																											
27	две ВЛ 220 кВ Новая Писемновка - ГПП Татгасталь	Татарская	2012	2x13 км	26																						26	0	0	793	793	0	0	0	0	0	0	793	ОАО "Татгасталь"		Для внешнего электроснабжения металлургического завода ОАО "Татгасталь" г. Лениногорск																		
28	Защита ВЛ 220 кВ Бугульма - Улюяна на ПС 220 кВ Новая Писемновка	Татарская	2013	2x10 км																							20	0	0	507	98	408	0	0	0	0	0	507	ОАО "Татгасталь"		Для повышения надежности внешнего электроснабжения металлургического завода ОАО "Татгасталь" г. Лениногорск																		
29	ВЛ 220 кВ Елабуга (Кама) - ГПП НП и НХЗ	Татарская	2015	50 км																							50	0	0	1024	0	0	0	1024	0	0	0	1024	ОАО "Татнеко"		Для внешнего электроснабжения промышленного комплекса НП и НХЗ ОАО "Татнеко", г. Нижнекамск																		
30	ПП 220 кВ Зеленино с ВЛ 220 кВ Нижегородская - ПП Зеленино и ВЛ 220 кВ Кузьма - ПП Зеленино *	Нижегородская	2012	17 км, 6 км	23																						23	0	0	1720	788	0	0	0	0	0	0	788	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для электроснабжения комплекса по производству поливинилхлорида (ООО "Рубинил")																		
31	ПС 220 кВ Саровская с заходами ВЛ 220 кВ Садово-Арамасская	Нижегородская	2014	2x63 МВА, 2x0,5 км																							1	126	0	1170	0	294	876	0	0	0	0	1170	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей Нижегородской области																		
32	ПС 220 кВ Новая (Бенцево) с заходами ВЛ 220 кВ Нижегородская - Нагорная и Нагорная - Луч	Нижегородская	2018	200 МВА, 4x2 км																							8	200	0	1831	0	0	0	0	73	864	894	1831	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности подключения новых потребителей в восточной части г. Нижней Новгорода																		
33	ПС 220 кВ Сенная (закрытая) с кабельными заходами ВЛ 220 кВ: Нижегородская - Борская, Нагорная - Борская *	Нижегородская	2016	2x200 МВА, 4x2 км																							8	400	0	7236								7236	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности подключения новых потребителей в восточной части г. Нижней Новгорода																		
34	ПС 220 кВ Павлово с двухцепной ВЛ 220 кВ Нижегородская - Павлово	Нижегородская	2017	125 МВА, 2x62 км																							124	125	0	3271	0	0	0	225	1319	1728	0	3271	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности подключения новых потребителей в районе г. Павлово Нижегородской области																		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	в прогнозных ценах (с НДС) **																		Организация, ответственная за реализацию проекта	Статус реализации проекта	Основное назначение объекта																
					2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.						2018 г.			Итого			Планируемая стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг.	
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.										млн. руб.
15	ПС 220 кВ Крымская, установка третьего АТ	Кубанская	2012	2x125 МВА + 25 + 16	125																			0	125	0	257,96	43,86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	44	ОАО "КМС"		Обеспечение возможности подключения новых потребителей, повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Кубанской энергосистемы.
16	ПС 220 кВ Восточная (установка АТ-2)	Кубанская	2012	125 МВА	125																			0	125	0	215,59	1,24	0	0	0	0	0	0	0	0	1	ОАО "КМС"			
17	ПС 220 кВ Крыловская, установка второго АТ *	Кубанская	2016	125 МВА																				0	125	0	175	0	8,75	43,75	60	62,5	0	0	0	0	175	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей в районе станции Крыловская Кубанской энергосистемы.	
18	ПС 220 кВ Курганская с двумя линиями заходами ВЛ 220 кВ Центральная - Армавир *	Кубанская	2016	2x2x2,5 км 2x125 МВА																				10	250	0	2500	0	30	100	1300	1070	0	0	0	0	2500	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения и присоединение новых потребителей Курганского, Лабинского и Мостовского районов Краснодарского края.	
19	Заходы ВЛ 220 кВ на ПС 220 кВ Красноармейская от существующих ВЛ 220 кВ Волгоградская ТЭЦ-3 - Гурмак и Южная - Коросская с вв. 220 кВ (с созданием ВЛ 220 кВ Волгоградская ТЭЦ-3 - Красноармейская, Красноармейская - Гурмак, Южная - Красноармейская и Красно	Волгоградская	2016	3,8 км																				3,8	0	0	369	0	0	0	40	330	0	0	0	0	369	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности работы сети 220 кВ в юго-восточной зоне Волгоградской энергосистемы.	
20	Строительство участка ВЛ 220 кВ РП Волгоградское - ГОК с расширением ОРУ 220 кВ РП Волгоградское на 1	Ростовская, Волгоградская	2013	90 км		90																		90	0	0	1494	614	323,17	549,4	0	0	0	0	0	1486,57	ООО "ЭроХим-ВолгаКалий"	П	Для обеспечения присоединения ООО "ЭроХим-ВолгаКалий"		
21	Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Заплавская для присоединения ВЛ 220 кВ Заплавская - ГОК *	Волгоградская	2012																					0	0	0	125,8	104,47	18,86	0	0	0	0	0	0	123,33	ООО "ЭроХим-ВолгаКалий"	П	Для обеспечения присоединения ООО "ЭроХим-ВолгаКалий"		
22	Сооружение ОРУ 220 кВ ПС ГОК с переводом ВЛ Заплавская - ГОК на напряжение 220 кВ	Волгоградская	2012																					0	0	0	1239	525	0	0	0	0	0	0	0	525	ООО "ЭроХим-ВолгаКалий"	П	Для обеспечения присоединения ООО "ЭроХим-ВолгаКалий"		
23	Заходы воздушных линий (220 кВ) на распределительную подстанцию 220 кВ Вардане (проектные и изыскательские работы, строительство)*	Кубанская	2013	1 км				1																1	0	0	50	40	10							50	ОАО "ФСК ЕЭС"				
24	ПС 220 кВ Мостовская с питающей ВЛ 220 кВ (схему привязки ПС к сети определить в проекте) *	Кубанская	2017	100 км 2x125 МВА																				100	250	0	3689	0	0	50	1000	1000	1639	0	0	0	3689	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Мостовского района Краснодарского края.	
25	Строительство ПС 220 кВ Восточная промзона с заходами 2x ВЛ 220 кВ Красноармейская ТЭЦ - Вытаминообитанг и 110 кВ	Кубанская	2014	4x4 км 2x125 МВА				16	250															16	250	0	1630	0	0	0	1403	227	0	0	0	0	1630	ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Кубаньэнерго"	П	Обеспечение присоединения новых потребителей (Договор технологического присоединения № 358/П)	
26	КЛ 220 кВ Т-10 - Т-20 Печная к ОРУ 220 кВ Т-10	Ростовская	2013	3,445 км				3,445																3,445	0	0	950	0	950	0	0	0	0	0	0	0	950	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для электроснабжения ОАО "Титант" Договор ТП № 240, ТП от 22.03.2007 (Доп. Соглашение не подписано)	
27	3-ю ВЛ 220 кВ Р-20 - Т-10 с расширением ОРУ 220 кВ Р-20 и реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Т-10 *	Ростовская	2013	Строю 4-х участков 220 кВ, 40 км				40																40	0	0	675	397	273	0	0	0	0	0	0	0	669,69	а	П	Для электроснабжения ОАО "Титант" Договор ТП № 240, ТП от 22.03.2007 (Доп. Соглашение не подписано)	
28	Сооружение новой ВЛ 220 кВ Кубанская - Корпаловская 2 и ПС Кубанская - расширение ОРУ 220 кВ на одну ячейку ПС Корпаловская - расширение ОРУ 220 кВ (КРУ-3) на одну ячейку ЗАО НБД Горный *	Кубанская	2013	20 км, стр. 1 линейной уч. 220 кВ, устан. линейной уч. КРУ-3-220 кВ				20																20	0	0	522,48	19,02	803,46	0	0	0	0	0	0	0	0	522,48			Для электроснабжения ЗАО НБД Горный (547, ПП от 06.09.2010)
29	ПС 220 кВ Бровловская; установка АТ-3, расширение РУ 110 кВ на два присоединения ООО "Черноморская стеклотара"	Кубанская	2013	1x125 МВА																				0	125	0	308	0	0	0	0	308	0	0	0	0	0	308			Для электроснабжения потребителем ООО "Черноморская стеклотара"
30	ПС 220 кВ Бугора с заходами ВЛ 220 кВ (источники финансирования: 50 % - средства ОАО "ФСК ЕЭС", 50 % - плата за ТП)	Кубанская	2012	2x10 км 2x125 МВА	125																			0	125	0	2209,3	78,6	58,79	0	0	0	0	0	0	0	840,39	ОАО "ФСК ЕЭС"			
31	Сооружение заходов ВЛ 220 кВ Вытаминообитанг - Бровловская с ПС 220 110 кВ НК-7 ЗАО "Калининский Трубопроводный концентратор-Р" (431/ТП от 20.01.2009) *	Кубанская	2012	2x0,5 км 2x40 МВА	1	80																		1	80	0	671,96	231,98	440	0	0	0	0	0	0	0	671,96	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для электроснабжения ЗАО "Калининский трубопроводный концентратор-Р" Договор ТП от 29.01.2009 № 431/ТП. Информация отсутствует. Доп. Соглашение на основании МЭС Юга	
32	Типовая подстанция 220 кВ Ек с заходами ВЛ 220 кВ Золотые - Песчановская	Кубанская	2013	2x5 км 2x40 МВА				10	80															10	80	0	1106,7	0	1106,7	0	0	0	0	0	0	0	1106,7	ОАО "РЖД"		Электрификация железнодорожных линий	
33	Заходы ВЛ 220 кВ РП Волгоградское - Котельниково на Ростовскую АЭС	Ростовская, Волгоградская	2014	6,3 км																				6,3	0	0	85	0	0	85	0	0	0	0	0	0	0	85			Повышение надежности электроснабжения потребителей
34	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС - РП Волгоградское с РП 220 кВ Волгоградское и заходами ВЛ 220 кВ Волгоградская ТЭЦ-2 - Вытамино *	Ростовская	2012	6,3 км				6,3																6,3	0	0	120	5	50	20	45					120	ОАО "ФСК ЕЭС"				
35	ПС 220 кВ Харabal (установка 2-го АТ, замена существующего АТ)	Астраханская	2015	2x63 МВА																				0	126	0	272	0	0	0	272	0	0	0	0	0	272	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Астраханской энергосистемы	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, MBA (Мвар)	в прогнозных ценах (с НДС) **																		Организация, ответственная за реализацию проекта	Статус реализации проекта	Основное назначение объекта																									
					2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		Итого		Планируемая стоимость строительства	2012 г.				2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг.																		
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км													МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.								
50	ВЛ 500 кВ Вардане - Новособольный с РП 500 кВ Новособольный, заходными ВЛ 500 кВ и расширением ПС 500 кВ Центральная (одна линейная ячейка 500 кВ) (финансирование ПИР) *	Кубанская	2016	160 км ПР-180														160	0	180	8490	5	20	40	4000	4347,2			8412,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Надежность электроснабжения Сочинского энергоузла. Схема развития ЕЭС на 2011-2017 гг., утвержденная Приказом МЭ от 27.08.11 № 380.																		
51	ВЛ 500 кВ Новособольный - Черноморская с ПС 500 кВ Черноморская, перевод на напряжение 500 кВ участка Вардане-Черноморская (по результатам проведения ПИР по титулу "ВЛ 500 кВ Вардане-Новособольный с РП 500 кВ Новособольный") (финансирование ПИР) *	Кубанская	2017	180 км, 501 МВА ПР-180														180	501	180	8224,8	0	5	20	2199,8	3000	3000	0	0	8224,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Надежность электроснабжения Сочинского энергоузла. Схема развития ЕЭС на 2011-2017 гг., утвержденная Приказом МЭ от 27.08.11 № 380.																	
52	ВЛ 500 кВ Невномомассе - РП Новособольный (ПВР) *	Ставропольская, Кубанская	2016	169 км УШР-180														169	0	180	7577	0	0	50	3118	3297	1113	0	0	7577	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Надежность электроснабжения Сочинского энергоузла. Схема развития ЕЭС на 2011-2017 гг., утвержденная Приказом МЭ от 27.08.11 № 380.																	
330 кВ																																																		
53	ВЛ 330 кВ Молдок - Артём с ПС 330 кВ Артём и заходными ВЛ 330 кВ Чирорт - Малаккала *	Севернокавказская, Дагестанская	первый этап - 2012, второй этап - 2014 (оголодный титул)	(274+2x3) км 280 2x125 МВА УШР-100 БСК-2x52 ПР-180 (на 330 кВ)															125	100	104	180											8792	947,11	80	100	102,23	0	0	0	1229,34	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение пропускной способности сети 330 кВ между Дагестанской энергосистемой и остальной частью ОЭС Юга. Присоединение ПС 330 кВ Артём к энергосистеме, повышение надежности экспорта электроэнергии в Азербайджан.						
54	Установка второго АТ на ПС 330 кВ Артём *	Дагестанская	2014	125 МВА						125									125	0	180	446	100	140	202,09				442,93	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Усиление сети 330 кВ в направлении Севернокавказской и Дагестанской энергосистем.																		
55	ВЛ 330 кВ Нальчик-Владикавказ-2 с расширением ПС 330 кВ Владикавказ-2 *	Кабардино-Балкарская, Северокавказская	2015	143,63 км														143,63	0	0	5471,46	628	350	1600	2359,9	0	0	0	0	4938,04	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Усиление сети 330 кВ в направлении Севернокавказской и Дагестанской энергосистем.																	
56	ПС 330 кВ Гузерипс с заходными ВЛ 330 кВ Молдок - Артём *	Чеченская	2016	2,90 км 2x125 МВА														180	250	0	2000	15	80	85	1820	0	0	0	0	2000	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Чеченской энергосистемы и подключение новых потребителей.																	
57	ПС 330 кВ Кисловодск с заходными ВЛ 330 кВ Черкесск - Бассан *	Ставропольская	2013, 2015	2x1 км (I этап) 125 МВА - 2011 (II этап) 125 МВА - 2015														2	250	0	1802,31	300	200	453,36	813,59	0	0	0	0	1766,95	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей курортной зоны г. Кисловодск.																	
58	ПС 330 кВ Кизляр с заходными ВЛ 330 кВ Будановск - Чирорт *	Дагестанская	2014-I этап, 2016-II этап	2x0,1 км 2x125 МВА														0,2	125										2500	40	59,54	0	1400	1000	0	0	2500	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Кизляр.										
59	ПС 330 кВ Кропоткин, установка 2-го АТ *	Кубанская	2015	200 МВА														200	0	0	167	0	41,82	100,38	25,1	0	0	0	0	167,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение потребителей г. Кропоткин Краснодарского края.																	
60	ПС 330 кВ Благодарная, установка 2-го АТ *	Ставропольская	2013	125 МВА														125	0	0	176,3	70	75,26	17,63	0	0	0	0	0	162,89	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Благодарный Ставропольского края.																	
61	ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС - Чирорт *	Дагестанская	2014	73,8 км														73,8	0	0	1350	191,33	100	267,53	790,81	0	0	0	0	1349,67	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности работы основной сети 330 кВ Дагестана и надежности выдачи мощности Ирганайской ГЭС.																	
62	ВЛ 330 кВ Артём - Дербент с расширением ОРУ 330 кВ ПС Дербент *	Дагестанская	2014	175 км														175	0	0	3059,9	339,4	200	1017,88	750,99	0	0	0	0	2308,27	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение пропускной способности связей с Азербайджаном для обеспечения экспорта.																	
63	ПС 330 кВ Аштар с заходными ВЛ 330 кВ (Нальчик - Владикавказ) *	Севернокавказская	2016	2x1 км 2x125 МВА														2	250	0	2500	23,33	37,03	500	1000	919,78	0	0	0	2480,14	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Северокавказской энергосистемы.																	
Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей					145	0	180	0	0	0	0	0	0	352,8	1002	180	649	1336	720	350	501	360	0	0	0	0	0	0	1496,8	2839	1440	1833	1218	1928	23089	22182	7950	0	58199											
Итого по 330 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей					280	125	384	2	250	0	249	250	0	143,6	325	0	182	625	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	856,63	1575	384	2655	1364	4344	9063	1920	0	0	19346									
Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	0	0	400	250	457	912	0	0	0	0	2019																			
Объекты ремонта с увеличением трансформаторной мощности																																																		
500 кВ																																																		
64	ПС 500 кВ Тихорецкая *	Кубанская	2020	500/220 кВ 2x501 МВА 330/220 кВ 2x200 МВА 330/110 кВ 200 МВА 220/110 кВ 2x125 МВА																												1002	0	1002	0	7473	310	160	226,52	0	0	0	0	0	0	696,52	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей (вкл. в программу развития сетей Сочинского региона).	
330 кВ																																																		
65	ПС 330 кВ Малаккала	Дагестанская	2013	замена АТ 125 МВА на 200 МВА																												280	0	250	0	641	440	134	36	0	0	0	0	0	0	0	611	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Надежность электроснабжения потребителей северной части Республики Дагестан.

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	в прогнозных ценах (с НДС) **																		Итого 2012-2018 гг	Организация, ответственная за реализацию проекта	Статус реализации проекта	Основное назначение объекта									
					2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.							2018 г.			Итого					
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар					млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.		млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
66	ПС 330 кВ Проходная - 2 *	Кабардино-Балкарская	2016	2x200 МВА															400	0	849,06	64,75	79,16	86,30	290	248,77	42,45	0	811,43	ОАО "ФСК ЕЭС"					
220 кВ																																			
67	ПС 220 кВ Выгеминский блок *	Кубанская	2012 (выполнен в 2010 г.)	замена 2x125 МВА на 2x200 МВА (110 кВ)															0	0	2728,89	767,81	0	0	0	0	0	0	0	767,81	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение присоединения новых потребителей		
68	ПС 220 кВ Койсуу *	Ростовская	2014	2x250 МВА (замена сущ. 120+125 МВА)															0	250	1908,91	180	230	697,8	0	0	0	0	1107,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Ростовском энергоузле			
69	ПС 220 кВ Владимирова (замена АТ 2x63 МВА на 2x125 МВА) *	Астраханская	2012	2x125 МВА + 2x115 + БСК-26 Мвар															250	26	2515	400	390,65	125,75	0	0	0	0	914,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Астраханской и Волгоградской области			
70	ПС 220 кВ Усть-Лабинск *	Кубанская	2016	2x125 МВА (замена 2x63 МВА)															250		615,9	0	0	10	500	105,9	0	0	615,9	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей			
71	ПС 220 кВ Гумрак *	Волгоградская	2024 (новые-30)	2x250 МВА 2x40 МВА															0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	52,87	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение потребителей Волгоградской области			
72	ПС 220 кВ Волжская	Волгоградская	2017	2x200 + 2x63 + 2x40 МВА															400		5786	0	0	0	1559	2769	1442	0	5771	ОАО "ФСК ЕЭС"		Электроснабжение потребителей Волгоградской области			
73	ПС 220 кВ Бреховская, замена (30+60) МВА на 125 МВА	Кубанская	2015	2x125 МВА замена сущ. АТ (63+30) МВА и АТ 125 МВА															125		0	125	0	1274	0	0	0	569	560	129	0	1258	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей
74	ПС 220 кВ Алюминиевая *	Волгоградская	2015	новая площадка 2x250+63 старая площадка 4x200 МВА															1363		0	1363	0	3570	344,01	180	250	300	300,85	0	0	1274,86	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Волгоградской области
75	ПС 220 кВ Кировская *	Волгоградская	2015	2x200 МВА + 2x80 МВА															400		0	400	0	2210	233,64	180	242,54	200	206,92	0	0	1063,1	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Волгоградской области
76	ПС 220 кВ Галюва *	Астраханская	2012	2x125 МВА + 2x25 Мвар															50		0	0	50	1855,97	253,24	0	0	0	0	0	0	253,24	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Астраханской области
<i>Итого по объектам репутации 500 кВ с увеличением трансформаторной мощности</i>					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1852	0	0	1852	0	310	160	227	0	0	0	697			
<i>Итого по объектам репутации 330 кВ с увеличением трансформаторной мощности</i>					0	0	0	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1422			
<i>Итого по объектам репутации 220 кВ с увеличением трансформаторной мощности</i>					0	250	76	0	250	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	0	0	3288	76	0	0	2132	981	1326	3128	3944	1571	0	13081		
Объекты репутации без увеличения трансформаторной мощности																																			
500 кВ																																			
77	ПС 500 кВ Балапанская. Установка ППР (ППР) *	Волгоградская	2013																0	0	13,3	4,5	8,8							13,3	ОАО "ФСК ЕЭС"				
330 кВ																																			
78	ПС 330 кВ Владикавказ-2 *	Северокавказская	2013	2x200															400		0	400	0	1818,67	98,38	170	331,3	789,15	0	0	0	1388,83	ОАО "ФСК ЕЭС"		
79	ПС 330 кВ Кропоткин. Замена БСК	Кубанская	2014	50 Мвар															50		0	0	50	227	11,43	159,57	51				222,0	ОАО "ФСК ЕЭС"			
220 кВ																																			
80	ПС 220 кВ Шепел (установка 2-го АТ, замена АТ-1, реконструкция ОПЗ-220, 110 кВ) *	Кубанская	2014	2x125 МВА															125		0	250	0	890,39	384,1	400,09	44,52	0	0	0	0	828,71	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Кубанской области
81	ПС 220 кВ НЗБ *	Ростовская	2013	2x125+2x40+ 2x25 МВА															250		0	250	0	2703,37	460,12	10	0	0	0	0	0	470,12	ОАО "ФСК ЕЭС"		
82	ПС 220 кВ Р-4 *	Ростовская	2012	2x250 (новые АТ) + 250 МВА (модернизация) + 2x40 + 2x25 Мвар															500		0	500	0	2489,59	255,04	270	190,92	0	0	0	0	715,96	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Ростовском энергоузле
83	ПС 220 кВ Кардиоловая * (№ 582)	Кубанская	2013	2x200 + 2x25 МВА															400		0	400	0	1079,01	126,14	125,46	0	0	0	0	0	251,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		
84	ПС 220 кВ Крымская *	Кубанская	2016	2x125+25+16 МВА															250		0	250	0	770,35		20	400	345,81		0	765,81	ОАО "ФСК ЕЭС"			
85	ПС 220 кВ Харлабин. Установка БСК *	Астраханская	2014																0	0	0	0	0	83	2	21	60				83	ОАО "ФСК ЕЭС"			
86	ПС 220 кВ Тверская Замена АТ с установкой ремонтной перемычки	Кубанская	2014	2x60 МВА															120		0	120	0	123	0	0	73	0	0	0	0	73	ОАО "ФСК ЕЭС"		

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2012 - 2018 ГОДОВ ОЭС УРАЛА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	в прогнозных ценах (с НДС) **												Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта														
					2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.					2018 г.		Итого 2012 - 2018 гг.			Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг.
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				км	МВА	Мвар	км	МВА									
Для выдачи мощности АЭС																																	
1	Защелки ВЛ 500 кВ Южно-Шаго на Белоярскую АЭС-2*	Свердловская	2014	2x75 км															150	0	0	5165	42	400	548	4114	0	0	0	5104	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Выдача мощности энергоблока №4 880 МВт Белоярской АЭС-2
2	Защелки ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС-Коварено на однолинейных опорах на ЛС 500 кВ Иезь (по утвержденному заданию на проектирование наименование титула "ЛС 500 кВ Иезь с заделками ВЛ 200, 500 кВ") (возможны изменения состава и технических параметров)*	Свердловская	2014	2x25 км, 4x2x10 км, 50+167 МВА														50	668	0	6758	13	400	896	5449,32	0	0	0	6758	ОАО "ФСК ЕЭС"	II		
3	ВЛ 500 кВ Белоярская АЭС-2 - Иезь с ЛС 500 кВ Иезь (Каменская) (по утвержденному заданию на проектирование наименование титула "ВЛ 500 кВ Белоярская АЭС-2-Иезь") (возможны изменения состава и технических параметров)*	Свердловская	2014	80 км														80	0	0	2691	9	230	380	2072,62	0	0	0	2691	ОАО "ФСК ЕЭС"	II		
4	Защелки одной цепи ВЛ 220 кВ БАЭС-Каменская на Белоярскую АЭС-2*	Свердловская	2014	2x5 км														10	0	0	367	120	222	10	0	0	0	352	ОАО "ФСК ЕЭС"	C			
Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС																		280	668	0	63	1030	1823	11636	0	0	0	14553					
Итого по 220 кВ для выдачи мощности АЭС																		10	0	0		120	222	10	0	0	0	352					
Для выдачи мощности ТЭС																																	
5	Реконструкция ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - КС-19 и ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Шаго с оптимизацией на ИС Иязово (защелки и РУ 220 кВ ЮГРЭС-2)	Челябинская	2012	2x1 км, 2x1 км	4													4	0	0	199	103	89	0	0	0	0	192	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Выдача мощности блока №1 ПГУ-400 МВт Южно-Уральской ГРЭС-2		
6	Шлейфовый завод ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Шаго на РУ ЮГРЭС-2*	Челябинская	2013	2x1 км		2												2	0	0	65	5	60	0	0	0	0	65	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Выдача мощности блока №2 и №3 ПГУ-400 МВт ЮГРЭС-2		
7	Защелки ВЛ 220 кВ Бекетово-Загон на Уфимскую ТЭЦ-5 с образованием ВЛ 220 кВ Уфимская ТЭЦ-5 - Бекетово и Уфимская ТЭЦ-5 - Загон	Башкирская	2013	2x0,5 км		1												1	0	0	11	0	11	0	0	0	0	11			Выдача мощности блока №1 ПГУ-220(Т) Уфимской ТЭЦ-5		
8	Сооружение участка ВЛ 220 кВ от Уфимской ТЭЦ-5 до места ареста в ВЛ 220 кВ Загон -НПЗ с образованием ВЛ 220 кВ Уфимская ТЭЦ-5 - НПЗ с отпайкой на ЛС Загон	Башкирская	2013	0,5 км		0,5												0,5	0	0	6	0	6	0	0	0	0	6			Выдача мощности блока №2 ПГУ-220(Т) Уфимской ТЭЦ-5		
9	Защелки ВЛ 220 кВ Сосны - Краснотурьинск на Серовскую ГРЭС*	Свердловская	2013	2x18 км		36												36	0	0	536	28	499	0	0	0	0	527	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Выдача мощности блока №9 Серовской ГРЭС ПГУ-420 МВт		
10	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС-Припаловская*	Челябинская	2014	240 км ШР-180														240	0	180	7729	64	450	860	6207,98	0	0	0	7581	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Повышение надежности электроснабжения потребителей Кривошеино-Запорожского энергоузла. Выдача мощности блока №10 К-660 МВт Троицкой ГРЭС	
11	Лин ВЛ 220 кВ Ново-Богословская ТЭЦ - БАЭ	Свердловская	2014	2x10 км														20	0	0	524	0	0	524	0	0	0	0	524	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Выдача мощности блоков №1 Ново-Богословской ТЭЦ ПГУ-230 (Т)	
12	Защелки ВЛ 220 кВ Северная-Космос на Ново-Березниковской ТЭЦ	Пермская	2014	2x10 км														20	0	0	241	0	0	241	0	0	0	0	241	ОАО "ФСК ЕЭС"		Выдача мощности блоков №1,2 2xПГУ-120(Т) Ново-Березниковской ТЭЦ	
13	ВЛ 220 кВ Ново-Березниковская ТЭЦ - Космос	Пермская	2014	10 км														10	0	0	262	0	0	262	0	0	0	0	262	ОАО "ФСК ЕЭС"			
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																	
14	Защелки ВЛ 500 кВ Ичалово-Луговая в ОРУ 500 кВ Ичаловской ГРЭС*	Тюменская	2012	2x19 км	38													38	0	0	1204	377	0	0	0	0	0	0	377	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Выдача мощности блока №1 ПГУ-418 МВт Ичаловской ТЭС	
15	Защелки ВЛ 220 кВ Краснослонимский ГПС-Ичалово на Ичаловскую ГРЭС*	Тюменская	2012	2x19 км 1x22 км	60													60	0	0	849	357	0	0	0	0	0	0	357	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Выдача мощности блока №1, №2 2xПГУ-418 МВт Ичаловской ТЭС	
16	Реконструкция ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Тарко-Сале Уренгой с увеличением сечения провода на конечном участке ВЛ со стороны ЛС 220 кВ Уренгой*	Тюменская	2012	0,42 км	0,42													0,42	0	0	23	13	0	0	0	0	0	0	13	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Выдача мощности блока №3 ПГУ-450 МВт Уренгойской ГРЭС и повышение надежности электроснабжения Северного и Ноябрьского энергоблоков	
17	Реконструкция ВЛ 220 (500) кВ Тарко-Сале - Уренгой*	Тюменская	2012	2x76 км	152													152	0	0	2332	1866	174	0	0	0	0	0	2040	ОАО "ФСК ЕЭС"	C		
18	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Уренгой №2,1В цепь*	Тюменская	2012	2x76 км	152													152	0	0	517	459	0	0	0	0	0	0	459	ОАО "ФСК ЕЭС"	C		
19	Замена проводов ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Мурашевско-Ичалов на головных участках со стороны ЛС Мурашевско-Ичаловская и ЛС Ичалов с заменой проводов*	Тюменская	2012	8,37 км	8,37													8,37	0	0	66	60	3	0	0	0	0	0	63	ОАО "ФСК ЕЭС"	II		
20	Реконструкция ВЛ 500 кВ Суруцкая ГРЭС-2 - Сибирская (по ЗП - ВЛ 500 кВ Суруцкая ГРЭС-2-Бутова Я)*	Тюменская	2012	2x0,5 км	1													1	0	0	191	64	0	0	0	0	0	0	64	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Повышение надежности выдачи мощности Суруцкой ГРЭС-2	
21	Сооружение 2-й цепи ВЛ 500 кВ Нижнекартовская ГРЭС-Белоярская*	Тюменская	2013	35,3 км		35,3												35,3	0	0	465	140	279	46	0	0	0	0	465	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Выдача мощности блока №3 ПГУ-410 МВт Нижнекартовской ГРЭС	
22	ВЛ 220 кВ Ичаловская ГРЭС - Картопы*	Тюменская	2014	142 км														142	0	0	2572	50	1250	1272,42	0	0	0	0	2572	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Выдача мощности блока №3 ПГУ-418 МВт Ичаловской ГРЭС	
Итого по 500 кВ для выдачи мощности ТЭС					47,79	0	0	37,3	0	0	240	0	180	0	0	0	0	0	0	325,1	0	180	724	791	906	6208	0	0	0	8629			
Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС					368	0	0	37,5	0	0	192	0	0	0	0	0	0	0	0	597,5	0	0	2863	2030	2300	0	0	0	0	7193			
Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций					47,79	0	0	37,3	0	0	520	668	180	0	0	0	0	0	0	665,1	668	180	787	1821	2729	17844	0	0	0	23182			
Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций					368	0	0	37,5	0	0	202	0	0	0	0	0	0	0	0	607,5	0	0	2983	2252	2310	0	0	0	0	7545			
Межсетевые линии электропередачи																																	
23	ВЛ 500 кВ Удмуртская-Июмари (вводы и капитализация учтены в списках ОЭС Средней Вольты)*	Удмуртская, Марийская	2013	340/100 км ШР, УШР 180														0	0	0	9229	0	0	0	0	0	0	0	0	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Увеличение межсетевых связей Средней Вольты, Центр, повышение надежности электроснабжения Удмуртской энергосистемы	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	в прогнозных ценах (с НДС) **																		Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта											
					2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		Итого		Итого															
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км		МВА				Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
29	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Заволская	Иркутская	2013	15 км			15											15	0	0	228	228	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228	ОАО "ЭЭСК"	П	Подключение Братского электрометаллургического завода
30	Строительство двух ВЛ 220 кВ Северная АЭС – ЭС-2 СКХ с подстанцией ОРУ 220 кВ на Северной АЭС	Томская	2017	2x50 км														100	0	0	1761	0	0	0	0	0	0	1761	0	1761	0	1761	ОАО "ФСК ЭЭС"		Обеспечение электроснабжением площадок строительства Северной АЭС с дальнейшим использованием ВЛ для собственных нужд станции.	
31	ВЛ 220 кВ Татарово - Горчинская*	Бурятская	2014	1 п.к.2x132,3 км														264	0	0	6721	1000	2000	1500	1987,8	0	0	0	0	0	6488	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Электроснабжение курортной зоны на о. Байкал		
	ПС Горчинская*		2014	1 п.к.-2x125 МВА															250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0
32	ВЛ 220 кВ Баргузин и реконструкция ОРУ 220 кВ "Луганск"	Энергосистема Забайкальского края	2015	2 п.к.-2x142 км														284	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	ПС 220 кВ Баргузин и реконструкция ОРУ 220 кВ "Луганск"		2015	2 п.к.-2x63 МВА															126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
33	ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС - Бугдинская-Быстринская*	Красноярская	2015	2x153 км, 2x75 км														456	0	0	5090	100	450	1000	3531,1	0	0	0	0	0	5081	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Электроснабжение ГОКов		
	с ПС 220 кВ Бугдинская и ПС 220 кВ Быстринская*		2015	2x125+2x125 МВА															500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
34	ПС 220 кВ Тайга*	Кубанская	2014	2x125 МВА														250	0	0	5505	17	400	694	4394,1	0	0	0	0	0	5505	ОАО "ФСК ЭЭС"		Электроснабжение ЗАО "Полюс"		
	с ВЛ 220 кВ Рахинская -Тайга и реконструкция ПС Рахинская*		2014	2x100 км															200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35	ПС Ферресская с заводом ВЛ ИКАЗ П-Евразия*	Иркутская	2013	4x160 МВА														640	0	0	3511	807	2704	0	0	0	0	0	0	0	3511	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Электроснабжение ООО "Кузнецкие ферросплавы"		
	с заводом ВЛ ИКАЗ П-Евразия*		2013	2x0,6 км															1,2	0	0	92	2	91	0	0	0	0	0	0	0	92	ОАО "ФСК ЭЭС"			
36	ВЛ 220 кВ Оверная-ТАЗ	Иркутская	2013	4x2 км														8	0	0	113	0	113	0	0	0	0	0	0	0	0	113	ОАО "ЭЭСК"		Электроснабжение расширенной части алюминиевого завода	
37	ВЛ 220 кВ Чертово корыто-Пелесуд	Иркутская	2015	2x190 км														380	0	0	3965	0	0	1918	2048	0	0	0	0	3965						
38	ВЛ 220 кВ Чертово корыто-Сухой Луг	Иркутская	2015	2x58 км														116	0	0	1250	0	0	0	1250	0	0	0	0	1250						
39	ВЛ 220 кВ Сухой Луг-Артемовская	Иркутская	2015	2x108 км														216	0	0	2328	0	0	0	2328	0	0	0	0	2328						
40	ВЛ 220 кВ Артемовская-Мамашан	Иркутская	2015	2x62 км														124	0	0	1639	0	0	0	1639	0	0	0	0	1639						
41	ПС 220 кВ Артемовская	Иркутская	2015,2016	2x125 МВА														125	0	0	1351	0	0	884	468	0	0	0	1351	ОАО "Витимэнерго"		электроснабжения месторождений золота "Сухой Луг" и "Чертово Корыто"				
42	ПС 220 кВ Чертово корыто	Иркутская	2015	2x40 МВА														80	0	0	1306	0	0	0	1306	0	0	0	0	1306						
43	ПС 220 кВ Сухой Луг	Иркутская	2015	2x125 МВА														250	0	0	1351	0	0	884	468	0	0	0	1351							
44	ПС 220 кВ Восточная с ВЛ 220 кВ Иркутская-Восточная	Иркутская	2013,2014	2x250 МВА														250	0	0	3000	1482	0	1044	438	0	0	0	1482	ОАО "ЭЭСК"		Обеспечение технологического присоединения перспективных потребителей Иркутской области				
45	ВЛ 220 кВ Марково с отпайками от ВЛ 220 кВ Новоиркутская ГЭИ-Шелехово	Иркутская	2014	40 км														40	0	0	682	0	0	682	0	0	0	0	682	ОАО "ЭЭСК"						
46	ВЛ 220 кВ Марково с отпайками от ВЛ 220 кВ Новоиркутская ГЭИ-Шелехово	Иркутская	2013	2x63 МВА, 2x0,15 км														0,3	126	0	1179	0	0	0	0	0	0	0	0	1179	ОАО "ЭЭСК"					
46	участок ВЛ 220 кВ от ПС Галаганская до ПС 220 кВ Пелесуд учтена в ОЭС Востока	Якутская, Иркутская	2015	2x125 км														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
47	ВЛ 220 кВ Усть-Кут - Киренская, ВЛ 220 кВ Усть-Кут - Тира, ВЛ 220 кВ Тира - Киренская, ПС 220 кВ Тира, ПС 220 кВ Киренская и реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут *	Иркутская	2015	2x1x280 км, 2x63 МВА, 2x25 МВА														560	176	0	10706	10	1380	2751	6000,0	283,8	282,0	0	10706	ОАО "ФСК ЭЭС"		внесено электроснабжение ТС ВСТО-1 расширение до 80 млн. т нефти в год НПС-2,3,5,6,7,8,9				
48	ПС 220 кВ Борзюха	Иркутская	2017	2x1x1 км, 2x25 МВА														4	50	0	1570	0	0	0	0	659	910	0	1570	ОАО "ФСК ЭЭС"						
49	Две одиночные ВЛ 220кВ от существующих ВЛ в газбригах ВЛ 220кВ Надеждинская-Галаганская до ПС Киренская*	Иркутская	2015	2x90 км														180	0	0	2902	10	828	1000	1063,5	0	0	0	2902	ОАО "ФСК ЭЭС"						
49	Реконструкция с заменой трансформаторов 110/10 кВ на 220/10 кВ на ПС 220 кВ Надеждинская с переводом схемы внешнего электроснабжения на напряжение 220 кВ	Иркутская	2015	2x25 МВА														50	0	0	917	0	0	0	917	0	0	0	917							
50	ПС 220 кВ Рассола, школы ВЛ 220 кВ на ПС Рассола с образованием ВЛ 220кВ Рассола-Киренская и ВЛ 220кВ Рассола-Талаганская*	Иркутская	2015	4x5 км, 2x25 МВА														20	50	0	1670	10	600	500	560,2	0	0	0	1670	ОАО "ФСК ЭЭС"						
51	ВЛ 220 кВ Братская (БПН) - Таба 1 цепь, ВЛ 220 кВ Братская (БПН) - Таба 2 цепь, ПС 220 кВ Таба*	Иркутская	2015	2x1x50 км, 2x40 МВА														100	80	0	3016	13	932	1000	1072	0	0	0	3016	ОАО "ФСК ЭЭС"						
52	Участок двух ВЛ 220 кВ Братский ПП (БПН) – Чушка № 1 с отпайкой на ПС Таба и ВЛ 220 кВ Братский ПП (БПН) – Чушка № 2 с отпайкой на ПС Таба, с ПС 220 кВ Чушка*	Иркутская	2017	2x1x130 км, 2x40 МВА														260	80	0	3631	10	467	536	871,5	871,0	871,0	0	3626	ОАО "ФСК ЭЭС"						
53	ПС 220 кВ Айтская *	Алтайская	2017	2x200 МВА														400	0	0	1644	20	7	7	468	495	648	0	1644	ОАО "ФСК ЭЭС"	П	Электроснабжение игровой зоны и особых жилищных зон курорта-рекреационного типа				
	с ВЛ 220 кВ Байльская РПН - Айтская*		2017	2x100 км															200	0	0	2335	0	0	1139	1195	0	0	2335	ОАО "ФСК ЭЭС"						
54	Двухцепная ВЛ 220кВ Районная (Улан-Удэ) -Хоринская-Ерланга*	Бурятская	2016	2x400 км														800	0	0	12254	0	0	179	6037,5	6037,5	0	0	12254	ОАО "ФСК ЭЭС"		Для повышения надежности электроснабжения и развития Еранинского, Буянтского, Хоринского и Кижингинского районов Республики				
55	ПС 220 кВ Хоринская*		2016	1x63МВА															63	0	0	2263	0	0	2	1152,1	1109,0	0	0	2263	ОАО "ФСК ЭЭС"					
56	ПС 220 кВ Ерланга*	2016	1x63МВА															63	0	0	1565	0	0	2	802,0	760,7	0	0	1565	ОАО "ФСК ЭЭС"						
57	ПС 220 кВ Прогресс с отпайками от двух ВЛ 220 кВ Зарь-Новосибирская ГЭИ-3 на ПС Прогресс	Новосибирская	2015	2x125 МВА														250	0	0	1371	0	0	591	779	0	0	1371	ОАО "ФСК ЭЭС"		Для повышения надежности г. Новосибирск					
	с отпайками от двух ВЛ 220 кВ Зарь-Новосибирская ГЭИ-3 на ПС Прогресс		2015	2x3,8 км															7,6	0	0	90	0	0	0	90	0	0	0	90	ОАО "ФСК ЭЭС"		Для повышения надежности г. Новосибирск			
58	ПП 220 кВ Новоуголовой с заводами ВЛ 220 кВ Зарь-Восточная и Белая ГРЭС-Восточная		2015	2x0,5 км															1	0	0	617	0	0	0	617	0	0	0	617	ОАО "ФСК ЭЭС"		Для обеспечения надежности и обеспечения роста потребления юга Новосибирского административного			
	ПС 220 кВ Коммунальная		2015	2x125 МВА															250	0	0	1371	0	0	592	779	0	0	1371	ОАО "ФСК ЭЭС"		Для обеспечения надежности и обеспечения роста потребления юга Новосибирского административного				
59	с ВЛ 220 кВ Коммунальная-ПП Новоуголовой	2015	2x3,8 км															70	0	0	983	0	0	0	983	0	0	0	983	ОАО "ФСК ЭЭС"		Для обеспечения надежности и обеспечения роста потребления юга Новосибирского административного				
60	ПС 220 кВ Стартовая с ВЛ (КЛ) Стартовая-Тульская	2017	2x125МВА, 2x12 км															24	250	0	2136	0	0	0	1043	1093	0	2136	ОАО "ФСК ЭЭС"		Для обеспечения развития прибрежной зоны набережная г.Новос					

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС ПС, МВА (Мвар))	в прогнозных ценах (с НДС) **																		Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта																																		
					2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.						2018 г.			Итого																														
					км	MBA	Мвар	км	MBA	Мвар	км	MBA	Мвар	км	MBA	Мвар	км	MBA	Мвар	км	MBA	Мвар				км	MBA	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.																				
96	Установка ПУНК и УПС на ВЛ 500 кВ Савно-Шушенская ГЭС - Новокузнецкая (Кубасская)*	Кубасская	2014,2015	мощность УПК определяется проектом																			0	0	0	5492	32	250	420	513,5	510,0	510,0	510,0	2746	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Снятие ограничений на выдачу мощности СШЭС. Срок ввода согласовывается с вводом Савно-Шушенской ГЭС																						
97	Установка дополнительного управляемого шунтирующего реактора (УШР) на ПС 500 кВ Рубцовская.	Алтайская	2015	180 Мвар																			0	0	180	560	0	0	0	560	0	0	0	560	ОАО "ФСК ЕЭС"		Недопущение превышения наибольших рабочих уровней напряжения в электросети в летний период. Обеспечение надежного электроснабжения потребителей в Рубцовском энергоузле																						
98	Подسة второй цепи траверта 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС - Стенга с расширением тяговых подстанций и установкой СКРМ на тяговых подстанциях траверта	Хакасская, Кубасская	2017	315 км																			315	0	0	6890	0	0	0	0	3364	3525	0	6890			Повышение надежности электроснабжения потребителей на юге Кубасской энергосистемы (объекты РЖД)																						
99	Строительство новой ПС 220 кВ Черногорская со строительством дуговой ВЛ 220 кВ Абаканская - Черногорская	Хакасская	2017	2x40 км, 2x125 МВА																			80	250	0	2790	0	0	0	0	1362	1428	0	2790			Повышение надежности электроснабжения Абакано-Черногорской (г. Абакан и г. Черногорск)																						
100	Забайкальский преобразовательный комплекс на ПС 220 кВ Могоча*	энергосистема Забайкальского края	2012	450 МВА	450																		0	450	0	4126	1922	0	0	0	0	0	0	0	1922	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Объемные ОЭС Востока и ОЭС Сибири, повышение надежности электроснабжения Забайкальской ЖД																					
101	ПС 220 кВ Новочитинская с*	энергосистема Забайкальского края	2015	2x125 МВА																			0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения г. Читы																					
102	ВЛ 220 кВ Читинская - Багуальин (Новочитинская)-ПП Максакеево*		2015	2x70 км																			140												140	ОАО "ФСК ЕЭС"	П																						
102	ПС 220 кВ Светлая*	Алтайская	2013	БСК-2x78 УШР 2x50 Мвар																					0	0	256	732	103	260	357	0	0	0	0	719	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение качества напряжения электропитания																				
103	Строительство ВЛ 220кВ Чадам - Кызылская* с реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС Чадам и ПС Кызылская*	Тывинская	2014	241,54 км 100 Мвар																				241,54	0	0	5720	1951	500	822	1619,8	0	0	0	4892	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения юга Тывинской энергосистемы, снятие сетевых ограничений на подстанции потребителей																					
104	ПС 220 кВ Жарна* с ВЛ 220 кВ Новораспорская-Жарна*	Красноярская	2014	2x125 МВА 2x10 км																				250	0	0	1164	100	240	600	198,2	0	0	0	1138	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Закрепление г. Красноярск, снятие сетевых ограничений																					
105	ВЛ 220 кВ Томск - Асино (вторая ВЛ)	Томская	2016	67 км																				67	0	0	1071	0	0	0	0	1071	0	0	1071	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения г. Асино																					
106	Строительство заводов ВЛ 220 кВ Северная-Посольская на ПС 220 кВ Татауров*	Бурятская	2015	2x1 км																				2	0	0	210	0	0	80	130,0	0	0	0	210	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения БАМ и Забайкальского железнодорожного транспорта																					
107	ВЛ Тависмо - Чара 2-я цепь - перевод на 220 кВ с расширением ОРУ 220 кВ ПС Чара*	Бурятская, энергосистема Забайкальского края	2015	238/176 км																					0	0	0	5381	0	0	50	5331,0	0	0	0	5381	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения БАМа																				
108	ВЛ 220 кВ Минусинск-Кожуриново	Красноярская	2016	160 км																				160	0	0	3362	0	0	0	1634	1728	0	0	3362	ОАО "ФСК ЕЭС"		Усиление сети для электроснабжения потребителей юга Красноярского края																					
109	Строительство ВЛ 220 кВ Камада-1 - Саянская тяговая	Красноярская	2017	79 км																				79	0	0	1599	0	0	0	0	0	1599	0	1599	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения и увеличение пропускной способности одиночной линии связи Саянская тяговая - Камада-1																					
110	Строительство ВЛ 220 кВ Кожуриново - Саянская тяговая	Красноярская	2017	206 км																				206	0	0	4858	0	0	0	2372	2486	0	4858	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей и увеличение пропускной способности одиночного ж/д траверта Минусинская опора - Саянская тяговая																						
111	ВЛ 220 кВ Шушенская - Турин-Кызыл (2-я цепь) с реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС Турин	Красноярская, Тывинская	2016	305 км 2x100 Мвар																				305	0	0	5232	0	0	0	0	2555	2677	0	5232	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения юга Тывинской энергосистемы, снятие сетевых ограничений																					
112	ВЛ 220 кВ Озанинское-Шушенская (уч. до ПС Озанинское-районная-10 км) Майская ГЭС-Шушенская-50 км)	Хакасская	2016	60 км																				60	0	0	816	0	0	0	816	0	0	816	ОАО "ФСК ЕЭС"		Усиление сети для электроснабжения потребителей республики Хакасия и юга Красноярского края																						
113	ВЛ 220 кВ Владика - Алейская	Алтайская	2018	140 км																				140	0	0	2640	0	0	0	0	0	1247	1247			Строительство ВЛ 220 кВ Владика-Алейская-Посольская-Южная для исключения ограничений и																						
114	ПС 220 кВ Алейская		2018	125 МВА																					125	0	125	0	0	0	0	0	0	1446	1446																								
Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей					0	0	0	13,13	1736	180	336	0	180	252,2	1402	240	130	0	180	3	1336	720	0	0	0	734,3	4474	1500	4090	3586	4106	14769	8052	5275	510	40387																							
Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей					103,48	450	0	69,2	0	256	261,5	250	100	209,4	250	0	592	0	200	680	250	0	140	125	0	2056	1325	556	5219	1565	2909	10804	13269	13064	0	46769																							
Объекты реинвестиции с увеличением трансформаторной мощности																																																											
220 кВ																																																											
115	ПС 220 кВ Еланская (1АТ-взлет, 1-БСК)*	Кубасская	2012	2x250МВА 2x52 Мвар	250	104																	0	250	104	1472	301	227	0	0	0	0	0	528	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей																						
116	ПС 220 кВ Советско-Соснинская*	Томская	2013,2014	3x125 МВА																				125			250									788	ОАО "ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей																				
117	ПС 220 кВ Междуреченская*	Кубасская	2013	3x200+2x63+ 40 МВА	63																			703			0	766	0	2925	902	650	446	146,3	0	0	2145	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей																			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Техническое описание объектов проекта	В прогнозном периоде (с НДС)**																		Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта													
					2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.						2018 г.			Итого 2012 - 2018 гг.	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг.
					км	MBA	Мвар	км	MBA	Мвар	км	MBA	Мвар	км	MBA	Мвар	км	MBA	Мвар	км	MBA	Мвар				млн руб.	млн руб.	млн руб.										
16	ПС 220 кВ НПС-26 с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Белогорск - НПС-26 Расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск на 2 ячейки. Реконструкция входов ВЛ 220 кВ Амурская - Западная на ПС 220 кВ Белогорск, реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Белогорск по схеме опорной подстанции	Амурская	2017	2x25 MBA															50	0	50	0	1135	0	0	0	0	495	641	0	1135	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Внешнее электроснабжение НПС-26 ПС ВСТО-2 расширение до 50 млн. т нефти в год (строительство осуществляет ОАО "АК Транснефть")				
				2x5 км																	10	0	10	0	335	0	0	0	0	0	0				335	335		
17	ПС 220 кВ НПС-22 с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Магдагачи - НПС-22	Амурская	2017	2x25 MBA															50	0	50	0	2369	0	0	0	779	824	765	0	2369	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Внешнее электроснабжение НПС-22 ТС ВСТО				
				2x40 км																	80	0	80	0	2369	0	0	0	779	824	765				0	2369		
18	ПС 220 кВ НПС-25 с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Шимановск - НПС-25 и расширением ПС 220 кВ Шимановск	Амурская	2017	2x25 MBA															50	0	50	0	2369	0	0	0	779	824	765	0	2369	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Внешнее электроснабжение НПС-25 ТС ВСТО				
				2x40 км																	80	0	80	0	2369	0	0	0	779	824	765				0	2369		
19	ПС 220 кВ НПС-28 с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС - НПС-28	Амурская	2017	2x25 MBA															50	0	50	0	1570	0	0	0	468	495	608	0	1570	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Внешнее электроснабжение НПС-28 ТС ВСТО				
				2x22 км																	44	0	44	0	1570	0	0	0	468	495	608				0	1570		
20	ПС 220 кВ Гидроэлектростанция (установка нового ТЭ-220/35/6 кВ 25 MBA и замена существующего АТГ 43 MBA на ТЭ-220/35/6 кВ 25 MBA, КРУН-35 (6 кв.), 2 трансформаторные ячейки 220 кВ) *	Хабаровская	2013	2x25 MBA															25	0	25	0	250	57	46,21	0	0	0	0	0	103,21	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Электроснабжение ООО "Риэлтиум Хакири МДФ"				
				2x25 MBA																	50	0	50	0	250	57	46,21	0	0	0	0				0	103,21		
21	ПС 220 кВ НПС-30 с двумя ВЛ 220 кВ Облучье - НПС-30 и расширением ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ «Облучье» с переводом существующих ВЛ 220 кВ *	Хабаровская	2012	2x25 MBA															16	0	16	0	827	827	0	0	0	0	0	0	827	ОАО "АК Транснефть"	C	Внешнее электроснабжение НПС-30 ТС ВСТО				
				2x8 км																	16	0	16	0	827	827	0	0	0	0	0				0	827		
22	ПС 220 кВ НПС-34 с ВЛ 220 кВ до ПС 220 кВ НПС-34 от существующей ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 - Хеллер-2 и от одной цепи ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 - Хеллер-2	Хабаровская	2012	2x25 MBA															8	0	8	0	594	594	0	0	0	0	0	0	594	ОАО "АК Транснефть"	C	Внешнее электроснабжение НПС-34 ТС ВСТО				
				2x4 км																	8	0	8	0	594	594	0	0	0	0	0				0	594		
23	ПС 220 кВ Центральная с отпайками от двух ВЛ 220 кВ Облучье - Лопатки на ПС 220 кВ Центральная	Хабаровская	2012	2x63 MBA															126	0	126	0	1178	1178	0	0	0	0	0	0	1178	ОАО "АК Транснефть"	C	Электроснабжение Клинов-Сунтарского ГОГА				
				3x4,5 км																	7,5	0	7,5	0	1178	1178	0	0	0	0	0				0	1178		
24	ПС 220 кВ ПНИС с заводами ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №1 с отпайкой на ПС 220 кВ Липовое	Хабаровская	2014	2x10 MBA															20	0	20	0	919	0	408	511	0	0	0	0	919	ООО "РН-Комсомольский НПЗ"	C	Электроснабжение ПНИС				
				2x5,7 км																	7,4	0	7,4	0	919	0	408	511	0	0	0				0	919		
25	ПС 220 кВ ГНИС с заводами ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт №2 с отпайкой на ПС 220 кВ Липовое	Хабаровская	2014	2x16 MBA															32	0	32	0	853	0	408	445	0	0	0	0	853	ООО "РН-Комсомольский НПЗ"	C	Электроснабжение ГНИС				
				2x1 км																	2	0	2	0	853	0	408	445	0	0	0				0	853		
26	ПС 220 кВ НПС-29 * с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Архара - НПС-29 Расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Архара на 2 ячейки	Хабаровская	2014	2x25 MBA															50	0	50	0	1688,4	10,0	140,0	249,6	1288,8	0	0	0	1688,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Внешнее электроснабжение НПС-29 ТС ВСТО				
				2x30 км																	60	0	60	0	1688,4	10,0	140,0	249,6	1288,8	0	0				0	1688,4		
27	ПС 220 кВ НПС-32 с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-32 и расширением ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Хабаровская на 2 ячейки	Хабаровская	2017	2x25 MBA															50	0	50	0	1563	0	0	0	468	495	601	0	1563	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Внешнее электроснабжение НПС-32 ТС ВСТО				
				2x10 км																	20	0	20	0	1563	0	0	0	468	495	601				0	1563		
28	две одноцепные отпайки от ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт на ПС 220 кВ НПС-33 с ПС 220/10 кВ НПС-33	Хабаровская	2017	2x1 км															2	0	2	0	1021	0	0	0	0	495	527	0	1021	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Внешнее электроснабжение НПС-33 ТС ВСТО				
				2x25 MBA																	50	0	50	0	1021	0	0	0	0	495	527				0	1021		
29	две ВЛ 220 кВ Икайи Куртах - НПС-16 ПС 220 кВ НПС-16 и расширением ОРУ 220 кВ ПС Икайи Куртах *	Якутская (ЮЭР)	2012	2x128,5 км															257	0	257	0	8192,93	1399,86	0	0	0	0	0	0	1399,86	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Внешнее электроснабжение НПС-16 ТС ВСТО				
				2x25 MBA																	50	0	50	0	8192,93	1399,86	0	0	0	0	0				0	1399,86		
30	с одноцепными отпайками ВЛ 220 кВ Нерюнговская ГРЭС - Икайи Куртах №1 и ВЛ 220 кВ Нерюнговская ГРЭС - Икайи Куртах №2 *	Якутская (ЮЭР)	2012	2x63 MBA															126	0	126	0	1815,29	746,3	0	0	0	0	0	0	746,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Внешнее электроснабжение НПС-18 ТС ВСТО				
				10,23 км																	10,23	0	10,23	0	1815,29	746,3	0	0	0	0	0				0	746,3		
31	ПС 220 кВ Артем с заводами ЛЭИ 220 кВ Владивосток - Веста *	Приморская	2013	2x125 MBA															330	0	330	0	1148,32	6,69	1000	134,3	0	0	0	0	1140,99	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для приспособления жидкой изоляции фонда РЭС в п. Грузовое				
				2x40 MBA																	4	0	4	0	1148,32	6,69	1000	134,3	0	0	0				0	1140,99		
32	ПС 220 кВ Звезда с заводами ВЛ 220 кВ Березовка - Перевал	Приморская	2013	2x125 MBA															250	0	250	0	1411	634	777	0	0	0	0	0	1411	ОАО "ДЭС"	C	Внешнее электроснабжение центра суастроения и ремонта				
				2x10 км																	20	0	20	0	1411	634	777	0	0	0	0				0	1411		
33	ПС 220 кВ Черепиха с заводами ВЛ 220 кВ Владивосток - Зеленый Угол	Приморская	2015	2x63 MBA															126	0	126	0	1337	0	0	584	753	0	0	0	1337	ОАО "Нам дом - Приморье"	C	Электроснабжение второй зоны				
				2x1 км																	2	0	2	0	1337	0	0	584	753	0	0				0	1337		
34	ПС 220 кВ Восточный НХК с двумя двухцепными ВЛ 220 кВ Долова - Восточный НХК	Приморская	2016	4x125 MBA															500	0	500	0	4061	0	0	0	1559	2502	0	0	4061	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Электроснабжение Восточного НХК				
				2x(2x30) км																	120	0	120	0	4061	0	0	0	1559	2502	0				0	4061		
35	строительство линейных вводов от ВЛ 220 кВ Прииска - Элягуль на ПС 220 кВ Верхний Улаж *	Якутская (ЮЭР)	2013	2x1,6 км															3,2	0	3,2	0	6,98	6,12	0,86	0	0	0	0	0	6,98	ОАО "АК Транснефть"	C	Электроснабжение Верхний Улаж				
				2x1,6 км																	3,2	0	3,2	0	6,98	6,12	0,86	0	0	0	0				0	6,98		
36	две ВЛ 220 кВ Прииска - Элягуль с переводом через Язейское водохранилище с ПС 220 кВ Элягуль. СТК 35 кВ ПС 220 кВ А ПС 220 кВ Б и заводами ВЛ 220 кВ и ПС 220 кВ Прииска (установка УИР 220 кВ) *	Якутская (ЮЭР), Амурская	1 этап - 2012 2 этап - 2013	2x268 км																268	0	268	0	536	0	0	0	0	0	0	0	536	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Электроснабжение Элягского угольного разреза			
				2x125 MBA																	125	0	125	0	250	100	0	0	0	0	0	0				250		
				2x(СТК-50) Мвар																		100	0	100	0	250	100	0	0	0	0	0				0	250	
				2x10 MBA																		20	0	20	0	250	100	0	0	0	0	0				0	250	
				2x10 MBA																		20	0	20	0	250	100	0	0	0	0	0				0	250	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	В промежуточные периоды (с НДС)**												Итого 2012 - 2018 гг.	Полная стоимость строительства	В промежуточные периоды (с НДС)**								Итого 2012-2018 гг.	Организация, ответственная за реализацию проекта	Статус реализации проекта	Основное назначение объекта									
					2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.					2016 г.			2017 г.			2018 г.														
					км	MBA	Mвар	км	MBA	Mвар	км	MBA	Mвар	км	MBA	Mвар			км	MBA	Mвар	км	MBA	Mвар	км	MBA					Mвар	млн руб.	млн руб.	млн руб.	млн руб.	млн руб.	млн руб.	млн руб.	млн руб.
37	ВЛ 220 кВ НПС-18 - Производственная с двумя отпайками на ПС 220 кВ Первомайская с ПС 220 кВ Производственная и ПС 220 кВ Первомайская	Якутская (ЮЗР)	2014	2x95 км 2x63 МВА 2x10 МВА				190			126			20										190	0	0	4220	1269	1361	1591	0	0	0	0	4220	ОАО "Южсиб-Якутский ГЭС"		Внешнее электроснабжение строительной площадки Кануновской ГЭС	
38	две ВЛ 220 кВ Нарынтинская ГРЭС - НПС-19 с ПС 220 кВ НПС-19 (Чулым)* Расширение ОРУ 220 кВ Нарынтинской ГРЭС на 2 вышайки	Якутская (ЮЗР)	2014	2x15 км 2x25 МВА			30			50														30	0	0	251,35	15	130	106,35	0	0	0	0	251,35	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Внешнее электроснабжение НПС-19 ТС ВСТО	
39	ПС 220 кВ Тарыхинской ГОК с двухконтурной ВЛ 220 кВ Хани - Тарыхинской ГОК	Якутская (ЮЗР)	2015	2x125 МВА 2x190 км				250			380													0	250	0	561	0	0	93,4	34,0	0	0	0	561	ОАО "ТМК Тимур"		Электроснабжение Тарыхинского ГОКа	
40	ПС 220 кВ Тасжонской ГОК с отпайками от двух цепей ВЛ 220 кВ НПС-18 - Производственная	Якутская (ЮЗР)	2015	2x100 МВА 2x11 км					200		22													0	200	0	1645	0	0	730	915	0	0	0	1645	ОАО "ТМК Тимур"		Электроснабжение Тасжонской ГОКа	
41	ВЛ 220 кВ Чернышевский - Мирный - Ленск - Пелеев с отпайкой до НПС-14 с ПС 220 кВ Ленск, ПС 220 кВ НПС-12, ПС 220 кВ НПС-13, ПС 220 кВ Пелеев	Якутская (ЭЭР)	2012, 2014	2x102 км 2x234 км 2x227 км 375 км 2x63 МВА 2x25 МВА 2x25 МВА 2x63 МВА	204				468			454												204	0	0	22154	6343	6803	9099	0	0	0	0	22154	ОАО "ВЭУЭК"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Саха (Якутия). Обеспечение внешнего электроснабжения ТС ВСТО	
42	ПС 220 кВ НПС-11 (Ивоа) с двумя одноцепными отпайками от ВЛ 220 кВ Пелеев - Горнодерева (Ивоя) *	Якутская (ЭЭР)	2014	2x1 км			2																	2	0	0	593,10	10,00	72,50	65,78	444,82	0	0	0	593,10	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Внешнее электроснабжение НПС-11 ВСТО	
43	две одноцепные ВЛ 220 кВ Пелеев - Россоха (астрономика участка ВЛ 220 кВ от ПС Талкавская до ПС 220 кВ Пелеев) Переход схемы внешнего электроснабжения НПС-10 на напряжение 220 кВ (ПС 220 кВ Тасжонская)	Якутская (ЭЭР)	2017	125+125 км 2x25 МВА				250							50									250	0	0	4036	0	0	0	1247	1319	1470	0	4036	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Внешнее электроснабжение НПС-10 ТС ВСТО	
44	две одноцепные ВЛ 220 кВ НПС-15 - НПС-16 *	Якутская (ЭЭР)	2015	2x134 км				268																268	0	0	3155,40	10	58	300	2787,40	0	0	0	3155,40	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Внешнее электроснабжение ТС ВСТО	
45	две одноцепные ВЛ 220 кВ НПС-15 - НПС-14 с ПС 220 кВ НПС-15 (Юрех)*	Якутская (ЭЭР)	2015	2x100 км 2x25 МВА				200			50													200	0	0	3315,6	10	60	300	2946,6	0	0	0	3315,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Электроснабжение ТС ВСТО	
46	ВНЭС на ПС 220 кВ Олекминск (Пископ Куранов) *	Якутская	2016	450 МВА					450															450	0	0	4447	0	0	0	2338	2108	0	0	4447			Электроснабжение ТС ВСТО	
Итого по 500 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Итого по 220 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей					1807	1195	200	308,2	730	0	854,6	600	0	1067	689	0	120	950	0	489,4	400	0	0	0	4646	4564	200		21169	17140	22399	21299	10150	6380	0	98536			
Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																																							
500 кВ																																							
47	ВЛ 500 кВ Чукума - Лозовка - Валдугонок с ПС 500 кВ Лозовка и ПС 500 кВ Чукума * с заводами ВЛ 220 кВ ПП Партизанск - Широкая на ПС 500 кВ Лозовка *	Приморская	2012	372 км 501+167 МВА 2xУШР-180 Мвар 2x4,6 км		668	360																	372	0	0	9879,82	1729,52	727,05	0	0	0	0	0	2456,57	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Увеличение пропускной способности схемы Приморская ГРЭС - юг Приморья. Повышение надежности электроснабжения юга Приморского края	
48	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Хабаровская (вторая ВЛ)	Приморская Хабаровская	2017	450 км 2xУШР-180 Мвар					450		360													450	0	360	18545	0	0	0	6235	6594	5716	0	18545	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности межсистемного трафика. Передача мощности в дефицитную энергосистему Приморского края	
49	установка устройств регулирования параметров сети (УПК, УУПВ, ФНУ, СТК и т.д.) ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС, ПС 500 кВ Хельмер-2, ПС 500 кВ Чукума *	Хабаровская, Приморская	2013	по результатам ТЭО																				0	0	0	248,42	0	248,42	0	0	0	0	0	248,42	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Повышение пропускной способности межсистемного трафика по передаче мощности в дефицитную энергосистему Приморского края	
220 кВ																																							
50	ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Магдагачи *	Амурская	2013	129 км			129																	129	0	0	2015,03	800	888,36	0	0	0	0	0	1688,36	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Обеспечение выдачи мощности Зейской ГЭС в послепиковых режимах и ремонтных схемах	
51	ПС 220 кВ Онема (установка второго трансформатора 220/35 кВ) с заводом ВЛ 220 кВ Хани - Юндаи *	Амурская	2013	25 МВА 0,8 км			25				0,8													0	25	0	17,5	3,6	13,9	0	0	0	0	0	17,5		Электроснабжение Океменского ГОКа		
52	заказ ВЛ 220 кВ Тандя - Сковородино на ПС 220 кВ Сковородино (астрономика участка существующей ВЛ) *	Амурская	2013	4,9 км			4,9																	4,9	0	0	363,6	90,75	135	36,3	100,95	0	0	0	363,0	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Повышение надежности электроснабжения потребителей Амурской области	
53	ПС 220 кВ Амур с заводами ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 - РЦ *	Хабаровская	2014	2x125 МВА 2x2,8 км			250			5,6														0	250	0	1268,81	341,52	600,90	206,96	0,00	0,00	0,00	0,00	1149,38	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Хабаровск	
54	ВЛ 220 кВ Комсомольская - Виноно с заводами на ПС 220 кВ Селезено и установкой второго АТ 125 МВА на ПС 220 кВ Виноно *	Хабаровская	2015	125 МВА 486 км				125			486													0	125	0	9848,94	479,84	650,00	1561,49	5597,25	0	0	0	8288,58	ОАО "ФСК ЕЭС"	C	Повышение надежности электроснабжения г. Виноно	
55	ВЛ 220 кВ Широкая - Лозовка с выносными ОРУ 220 кВ на ПС 110 кВ Находка *	Приморская	2014	33 км 2x63 МВА			33				126													33	0	0	1396,31	444	476	476,14	0	0	0	0	1396,31	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Повышение надежности электроснабжения г. Находка	
56	перевод электроснабжения ПС 220 кВ Козьмино на проектную схему в связи с вводом ПС 500 кВ Лозовка *	Приморская	2014	2x12 км			24																	24	0	0	500	40	287	173	0	0	0	0	500	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Электроснабжение ИТС ВСТО (ИТ Козьмино)	
57	ПС 500 кВ Дальневосточная (установка АТ 220/110 кВ) *	Приморская	2016	2x125 МВА				250																0	250	0	560	25	24	30	240	241	0	0	560	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Снятие сетевых ограничений Приморской энергосистемы	
58	ВЛ 220 кВ Лесозаводск - Спасск - Дальневосточная *	Приморская	2017	245 км					245															245	0	0	4547	43	40	137	1442	1442	1443,26	0	4547	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Повышение надежности электроснабжения потребителей Приморской энергосистемы	
59	заказ двухконтурной ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск на ПС 220 кВ И	Приморская	2017	2x(2x0,6) км					2,4															2,4	0	0	700	0	0	0	0	0	0	700	0	700	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Приморской энергосистемы

СВОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПРОТЯЖЕННОСТИ НОВЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2012 - 2018 ГОДОВ ЕЭС РОССИИ

	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого		
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар
<i>ВСЕГО, в т.ч.</i>	6745	22744	4384	3882,5	24504	2096	6668,4	26862	3234	11160	35856	1378,5	6248,2	27715	4250	6375,8	18492	2304	2898,5	12028	1514	43979	168201	19161
по 750 кВ	285,7	2502	0	0	0	0	0	0	330	0	0	0	137,6	2000	660	10	0	0	0	0	0	433,3	4502	990
по 500 кВ	2444	5260	3620	1637,5	6326	1640	2264,6	9079	1840	1958,3	11766	960	2092	9482	2570	1604	5668	1800	360	5025	1410	12360	52606	13840
по 330 кВ	403	1825	384	443	1950	0	584,1	3589	460	193,63	1225	0	1075,5	6290	820	782,4	2650	100	667,6	900	0	4149,2	18429	1764
по ±300 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114	4860	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114	4860	0
по 220 кВ	3613	13157	380	1801,9	16228	456	3819,7	14194	604	8893,8	18005	418,5	2943,1	9943	200	3979,4	10174	404	1870,9	6103	104	26922	87804	2566,5

Приложение № 16
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ, на основании данных утвержденных схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации

№ п/п	ОЭС	Наименование субъекта Российской Федерации	Класс напряжения, кВ	Суммарная протяженность, км	Суммарная трансформаторная мощность, МВА	Суммарная мощность средств компенсации реактивной мощности, Мвар	Примечание
1 ОЭС Северо-Запада							
1		Архангельская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
2		Калининградская область	110	172,84	1230,4		за период 2012-2016 гг.
			110 дополнительно	10	126		
			35		9		
3		Республика Карелия	110	293,6	526		за период 2012-2016 гг.
			35	108,2	53,5		
			10-0,4	62,94	5,82		
4		Республика Коми	110	194,73	109,2		за период 2011-2015 гг.
5		Ленинградская область					не предоставлена Схема и программа
6		г. Санкт-Петербург					не предоставлена Схема и программа
7		Мурманская область	150 - 110	241,6	465,5		за период 2012-2016 гг.
			35	24,9	195		
			10-0,4	101,35	291,31		
8		Новгородская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
9		Псковская область	110	9,2	180		за период 2011-2015 гг.
			35	30	20,6		
			1-20	296,62	62,92		
			0,4	254,68			
			КЛ 3-10	56,39			
		КЛ до 1	10,54				
2 ОЭС Центра							
10		Белгородская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
11		Брянская область					не предоставлена Схема и программа
12		Владимирская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
13		Вологодская область	110	1042	2197,7		за период 2011 - 2015 гг.
			35	592,7	421,6		
14		Воронежская область	110	55,2	758		за период 2011 - 2015 гг.
			КЛ 110	26			
			35	84	140		
			1-20	2046			
		0,4	3539				
15		Ивановская область	110	114,56	160		за период 2011 - 2015 гг.
			6-10	110			
			0,4	90			
			3-10 ВЛ и КЛ	247,2			
		0,4 ВЛ и КЛ	951,7				
16		Калужская область	110	29,68	762		за период 2011 - 2015 гг.
			35	176			
17		Костромская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
18		Курская область	110	367,8	539		за период 2012-2016 гг.
19		Липецкая область	110	202,44			за период 2012-2017 гг.
			35	58,6			
20		г. Москва					не предоставлена Схема и программа
21		Московская область	110	1351,14	6486,54		за период 2011-2016
			35	13	347,9		
			110	402,2	2622		
			35		52,6		
22		Орловская область	110	480,4	439		за период 2011 - 2016 гг.
			35	184,3	116,1		
			20-1	857,9			

№ п/п	ОЭС	Наименование субъекта Российской Федерации	Класс напряжения, кВ	Суммарная протяженность, км	Суммарная трансформаторная мощность, МВА	Суммарная мощность средств компенсации реактивной мощности, Мвар	Примечание
23		Рязанская область	110 35	254,1 66,5	746,6 44,1		за период 2011 - 2016 гг.
24		Смоленская область	110 35 и ниже	1087 2045	2389 704		за период 2012 - 2016 гг.
25		Тамбовская область					не предоставлена Схема и программа
26		Тверская область	110		290		за период 2011-2016
27		Тульская область	110	158,6	538		за период 2011-2016
			35	110,8	66		
			6-10	642,2	68,4		
			0,4	1090,1	35,1		
28		Ярославская область	110	105,4	428		за период 2012-2016
			35	66,8	28,9		
3 ОЭС Средней Волги							
29		Республика Марий Эл					не предоставлена Схема и программа
30		Республика Мордовия					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
31		Нижегородская область	110	66	1139		за период 2011-2015 гг.
			35		70		
			10-0,4		13,51		
			6-10	48,53			
		0,4	490,76				
32		Пензенская область	110	551	353,2		за период 2012-2015 гг.
33		Самарская область	110	1256,3	8071,5		за период 2011-2015 гг.
34		Саратовская область	110	23	223		за период 2011-2016 гг.
35		Республика Татарстан					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
36		Ульяновская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
37		Чувашская республика	110		575		за период 2012-2016 гг.
4 ОЭС Юга							
38		Республика Адыгея					вводы учтены в информации по Краснодарскому краю
39		Астраханская область	110	84,7	266		за период 2011-2017 гг.
			35		40		
40		Волгоградская область					не предоставлена Схема и программа
41		Республика Дагестан	110	574,8	1401,7		за период 2010-2016 гг.
42		Республика Ингушетия					не предоставлена Схема и программа
43		Кабардино-Балкарская					не предоставлена Схема и программа
44		Республика Калмыкия					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
45		Карачаево-Черкесская					не предоставлена Схема и программа
46		Краснодарский край	110	914,53	3350,5		за период 2011-2016 гг., включая сети республики Адыгея
			35	102,27	277,1		
47		Ростовская область	110	259,09	720,3		за период 2011-2015 гг.
			35	57,58	4		
48		Республика Северная Осетия-					не предоставлена Схема и программа
49		Ставропольский край	110	585,93			за период 2011-2016 гг.
			35	53			
			20-1	566,53	10,34		
			0,4	957,63	15,42		
50		Чеченская республика	110	373,9	277,1		за период 2010-2015 гг.
5 ОЭС Урала							
51		Кировская обл.	110	25,6	136		за период 2012 - 2016 гг.
52		Курганская область	110	39,5	151		за период 2011 - 2013 гг.
			35	59,6	22,18		
53		Оренбургская область	110	68,2	182		за период 2011 - 2016 гг.
			35		62,6		
54		Пермский край	110	335,6	986		за период 2012 - 2016 гг.
			35	91,7	284,6		
			6-10	471,16			
			0,4	536,06			
55		Республика Башкортостан					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети

№ п/п	ОЭС	Наименование субъекта Российской Федерации	Класс напряжения, кВ	Суммарная протяженность, км	Суммарная трансформаторная мощность, МВА	Суммарная мощность средств компенсации реактивной мощности, Мвар	Примечание
56		Свердловская область					не предоставлена Схема и программа
57		Тюменская область	110	1067,9	1109		за период 2011 - 2015 гг.
58		Удмуртская республика	110	478,5	540		за период 2010 - 2016 гг.
59		Ханты-Мансийский	35	896,35	1904,96		за период 2011 - 2015 гг.
60		Челябинская область	110	471,4	1135,7		за период 2011 - 2016 гг.
61		Ямало-Ненецкий Автономный округ	110	1403,9	1049		за период 2011 - 2015 гг.
			35		60		
6 ОЭС Сибири							
62		Алтайский край	110	335	358		за период 2011-2016 гг.
63		Забайкальский край					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
64		Иркутская область					не предоставлена Схема и программа
65		Кемеровская область					не предоставлена Схема и программа
66		Красноярский край					не предоставлена Схема и программа
67		Новосибирская область	110	111,4	20988,1		за период 2012-2016 гг.
			35	41,8	10074,9		
68		Омская область	35-0,4	848,4			за период 2011-2015 гг.
69		Республика Алтай					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
70		Республика Бурятия	110	483,2	368,5		за период 2012 -2016 гг.
71		Республика Тыва					не предоставлена Схема и программа
72		Республика Хакасия	110	276,5	454,52		за период 2011-2015 гг.
			35-0,4	814,6	103,8		
73		Томская область	110	2,7			за период 2012 -2016 гг.
7 ОЭС Востока							
74		Хабаровский край	110	45,2	578		за период 2011 - 2016 гг.
75		Амурский край	110	296,4	0		за период 2011-2015 гг.
			35	7,2	40		
76		Приморский край					не предоставлена Схема и программа
77		Еврейская Автономная область					не предоставлена Схема и программа
78		Республика Саха (Якутия)	110	140,5	418,3		за период 2011 - 2017 гг.