

УТВЕРЖДЕНА
приказом Минэнерго России
от «___» _____ 2010 г. № _____

Схема и программа развития Единой энергетической системы России

I. Основные цели и задачи

Схема и программа развития Единой энергетической системы (далее - ЕЭС) России на период 2010–2016 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 развития электроэнергетики»¹.

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 и потребителей электрической энергии и инвесторов.

¹ Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073

II. Прогноз спроса на электрическую энергию по единой энергетической системе России и территориям субъектов российской федерации на 2010–2016 годы

Прогноз потребления электрической энергии основывается на: макроэкономических показателях Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 № 1662-р², Экономической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р³; Сценарных условиях функционирования экономики Российской Федерации; основных параметрах социально-экономического развития Российской Федерации на 2010 год и плановый период на 2011-2012 годы, представленных Минэкономразвития России и одобренных Правительством Российской Федерации в июле 2009 г.; Инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» на 2010-2012 годы.

Объем потребления электрической энергии по ЕЭС России в 2009 году составил 942,8 млрд.кВт.ч, в 2008 году 989,7 млрд.кВт.ч. (снижение в 2009 году на 4,7%). Снижение потребления электрической энергии связано с влиянием экономического кризиса, повлекшего спад промышленного производства.

В числе регионов и объединенных энергетических системах (далее - ОЭС), в которых экономический кризис привел к резкому снижению спроса на электрическую энергию, выделяются центры с производством:

- металлургической продукции в ОЭС Центра (Липецкая, Вологодская области), ОЭС Урала (Свердловская, Челябинская, Оренбургская области), ОЭС Сибири (Кемеровская область), ОЭС Северо-Запада (Республика Карелия), ОЭС Юга (Волгоградская область);

- химической продукции в ОЭС Средней Волги (Нижегородская, Саратовская, Самарская области, Республика Татарстан, Чувашская Республика - Чувашия), ОЭС Урала (Пермская, Кировская области, Республика Башкортостан), ОЭС Юга (Волгоградская область);

- продукции машиностроения и оборонно-промышленного комплекса (далее - ОПК) в ОЭС Центра, Средней Волги, Северо-Запада, Урала, Сибири;

- строительных материалов.

В числе регионов, характеризующихся в 2009 году приростом спроса на электрическую энергию, выделяются Амурская область (рост добычи золота и строительство объектов нефтепроводной системы «Восточная Сибирь - Тихий океан» (далее - ВСТО), Забайкальский край (добыча золота, урана), Краснодарский край (развитие инфраструктурных объектов и производство пищевых продуктов), республики Северного Кавказа, Калужская область (развитие промышленного производства).

Регионы, где снижение спроса на электрическую энергию ниже среднероссийских показателей: Москва, Московская область, Санкт-Петербург,

² Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 47, ст. 5489.

³ Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 48, ст. 5836

Ленинградская область (регионы с развитой транспортной системой, ориентированные на производство высокотехнологичной продукции); Калининградская область (регион с интенсивным развитием промышленного производства); Ставропольский край (регион с высокой долей производства сельскохозяйственной продукции (15% в ОЭС Юга и 3,5% в общероссийском производстве); Тюменская область (регион с высокой долей производства валового регионального продукта (далее - ВРП) (10% общероссийского производства); Приморский край (регион со строительством объектов к саммиту Азиатско-Тихоокеанское экономическое сотрудничество (далее - АТЭС), нефтеналивного порта в конечной точке нефтепроводной системы ВСТО (район Находки).

Сформированный прогноз потребления электрической энергии на 2010–2016 годы по ЕЭС России представлен на рисунке 1.1.

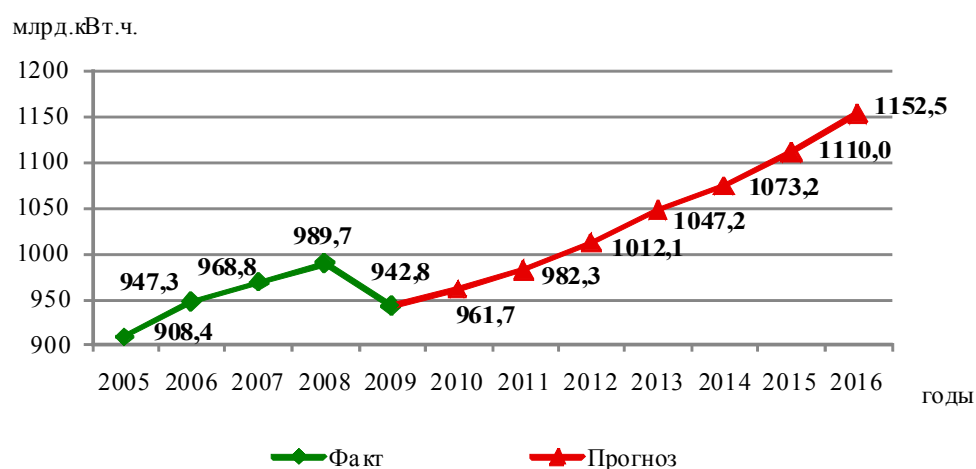


Рисунок 1.1. Прогноз потребления электрической энергии по ЕЭС России 2010-2016 годы

Прогноз спроса на электрическую энергию по территориям субъектов Российской Федерации сформирован исходя из отчётных статистических данных о потреблении электрической энергии с учетом достижения докризисных показателей, планируемых вводов крупных потребителей, расширения производства действующих объектов. Оценка дополнительной потребности в электрической энергии проведена на основе заявок и подписанных договоров на технологическое присоединение потребителей, предоставленных ОАО «ФСК ЕЭС», а также информации органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации об инвестиционных проектах и возможностях их реализации.

Прогнозируемое изменение потребления электрической энергии по ОЭС представлено в таблице 1.1, по территориям субъектов Российской Федерации - в Приложении 1.

Региональное развитие до 2012 года определяется уровнем спада производства, и экономическим ростом. Достижение докризисных показателей спроса на электрическую энергию по ОЭС ожидается в 2010 году в ОЭС Востока, в 2011 году в ОЭС Северо-Запада, Центра, Юга, Сибири, в 2012 году в ОЭС Урала, в 2013 году в ОЭС Средней Волги.

В связи с развитием инфраструктурных объектов и созданием новых предприятий обрабатывающей промышленности период 2013-2016 годы характеризуется большим приростом спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири, ОЭС Востока, ОЭС Юга.

Крупными потребителями электрической энергии являются:

– в ОЭС Сибири: Тайшетский и Богучанский алюминиевые заводы, сталеплавильный завод в городе Черемхово, производство ферросплавов в Красноярском крае и Кемеровской области, Богучанский лесопромышленный комплекс, завод по выпуску волокнистых полуфабрикатов в Томской области, разработка Элегестинского месторождения коксующихся углей в Республике Тыва, а также объекты особой экономической зоны в Алтайском крае; объекты особой экономической зоны в Томской области;

– в ОЭС Востока: 2-ая очередь нефтепровода Восточная Сибирь Тихий Океан со строительством нефтеперекачивающей станции в Амурской области, Хабаровском, Приморском краях и нефтеперерабатывающего завода (далее – НПЗ) в районе Находки (объем переработки - 20 млн.т нефти), горно-металлургические предприятия Приамурья на базе железорудных месторождений Гаринское, Кимканское, Сутарское, порт Ванино, Советская Гавань, объекты АТЭС;

– в ОЭС Юга: олимпийские объекты и обрабатывающие производства на базе использования высокого природно-рекреационного потенциала региона, модернизации сельского хозяйства и пищевой промышленности, объекты Туапсинского НПЗ, нефтяные терминалы нефтепроводной системы Каспийского трубопроводного консорциума, морские порты.

На территориях, входящих в ОЭС Центра, Северо-Запада, Урала, Средней Волги, традиционно высокими темпами прироста потребления электрической энергии характеризуются промышленные центры с обрабатывающими производствами и районы по добыче и переработке сырьевых ресурсов, обеспечивающие приток населения и инвестиций (Москва и Московская обл., Санкт-Петербург и Ленинградская область, Калужская, Нижегородская, Саратовская область, Республика Татарстан, Тюменская область).

Рост потребления электрической энергии в ОЭС Центра определяется расширением зоны экономического роста за пределы Москвы с формированием единой системы транспортных коммуникаций и развитием научно-инновационных центров в городах Дубна, Черноголовка, Зеленоград, Троицк, Протвино, Королев, Обнинск. К крупным промышленным потребителям относятся научно-производственный электрометаллургический завод и предприятия автомобильной промышленности в Калужской области, металлургические предприятия: ОАО «Новолипецкий металлургический комбинат», ОАО «Оскольский металлургический комбинат», ОАО «Михайловский ГОК».

Таблица 1.1. Прогноз потребления электрической энергии по ЕЭС России, млрд кВт•ч.

	Факт	Ср.год. прирост, %	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост, %
	2008 г.	2006 - 2008 годы	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2010 - 2016 годы
ЕЭС России	989,69 1		942,8 2	961,6 6	982,3 1	1012,0 9	1047,1 8	1073,2 3	1109,9 6	1152,5 4	
годовой темп прироста, %	2,10	1,50	-4,74	2,00	2,15	3,03	3,47	2,49	3,42	3,84	2,91
ОЭС Центра	220,51 4		211,7 1	216,5 7	220,4 2	224,80	230,66	236,64	246,73	257,80	
годовой темп прироста, %	1,27	2,65	-3,99	2,30	1,77	1,99	2,61	2,59	4,26	4,49	2,86
Средней Волги	108,03 0		99,34	101,0 7	103,8 5	107,41	110,71	113,42	117,61	122,30	
годовой темп прироста, %	0,79	2,18	-8,04	1,74	2,75	3,43	3,07	2,45	3,69	3,99	3,02
Урала	250,98 1		236,2 1	241,0 9	244,2 6	250,82	254,98	258,94	268,52	278,94	
годовой темп прироста, %	0,91	3,23	-5,89	2,07	1,31	2,69	1,66	1,55	3,70	3,88	2,41
Северо-Запада	91,302		88,29	90,19	92,33	93,91	95,75	96,70	100,09	105,40	
годовой темп прироста, %	2,25	2,92	-3,30	2,15	2,37	1,71	1,96	0,99	3,49	5,31	2,57
Юга	80,985		78,10	79,72	81,86	86,14	90,69	93,23	96,10	99,59	

годовой темп прироста, %	3,19	3,30	-3,56	2,07	2,68	5,23	5,28	2,80	3,08	3,63	3,54
Сибири	209,25 1		200,9 2	204,1 6	210,0 3	218,37	232,82	241,80	246,93	252,64	
годовой темп прироста, %	4,70	3,11	-3,98	1,61	2,88	3,97	6,62	3,86	2,12	2,31	3,33
Востока	28,628		28,25	28,86	29,56	30,64	31,57	32,50	33,98	35,87	
годовой темп прироста, %	3,93	1,88	-1,32	2,16	2,43	3,65	3,04	2,95	4,55	5,56	3,47

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены.

В ОЭС Северо-Запада город Санкт-Петербург и Ленинградская область остаются основным экономическим и инновационным потенциалом. Рост потребления электрической энергии определяется увеличением объемов транспортных услуг (реконструкция и сооружение специализированных терминалов в портах Усть-Луга, Высоцк, Приморск, Выборг), выпуском высокотехнологичной продукции автомобилестроения (заводы «Ниссан» и «Дженерал Моторс», завод по производству автокомпонентов во Всеволожске), развитием транспортного машиностроения (Тихвинский вагоностроительный завод), нефтепереработки (Киришский НПЗ - 2-ая очередь), выпуском проката (Ижорский трубный завод). Рост спроса на электрическую энергию северных территорий (Архангельская, Мурманская области, Республика Коми) определяется увеличением добычи полезных ископаемых и переходом к глубокой переработке сырья, модернизация производства медно-никелевого концентрата и увеличение выпуска никеля на предприятиях Кольской горно-металлургической компании, освоение Штокмановского газоконденсатного месторождения и строительство портового комплекса и завода сжиженного природного газа (поселок Териберка), рост добычи нефти на территории Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, объемов и глубины переработки нефти (Ухтинский НПЗ, комплекс глубокой переработки нефти и газа на ООО «Енисей»).

В ОЭС Урала прирост спроса на электрическую энергию определяется поддержанием уровня добычи нефти с использованием новых технологий, развитием нефтегазохимических производств (Ново-Уренгойский газохимический комплекс, Тобольскнефтехим), освоением природных ресурсов. На Тюменскую область приходится 35% от суммарного прироста потребления электрической энергии ОЭС Урала за период 2010-2016 годы. Черная металлургия остается основным потребителем электрической энергии Урала (модернизация и расширение существующих предприятий с использованием энергоэффективных технологий).

Рост потребления электрической энергии в ОЭС Средней Волги определяется модернизацией и строительством предприятий нефтегазохимического комплекса (в Республике Татарстан (г. Нижнекамск) – НПЗ и нефтехимический завод, Индустриальный парк «Камские поляны», Нижегородской области (промзона Кстовского района) - комплекс по производству поливинилхлорида, металлургическое производства (ОАО «Выксунский металлургический завод», литейно-прокатный комплекс ОАО «ОМК-Сталь»); в Самарской, Ульяновской областях - развитием машиностроения, модернизация производств компонентной базы и создание новых сборочных производств (ОАО «АвтоВАЗ», ОАО «КамАЗ», ОАО «АвтоГАЗ»), производство авиационных двигателей нового поколения, грузовых и пассажирских самолетов.

Соотношение потребления электрической энергии по ОЭС к ЕЭС в 2009 и 2016 годах характеризуется увеличением доли ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги, ОЭС Сибири, ОЭС Востока при снижении доли ОЭС Урала, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра (рис.1.2).

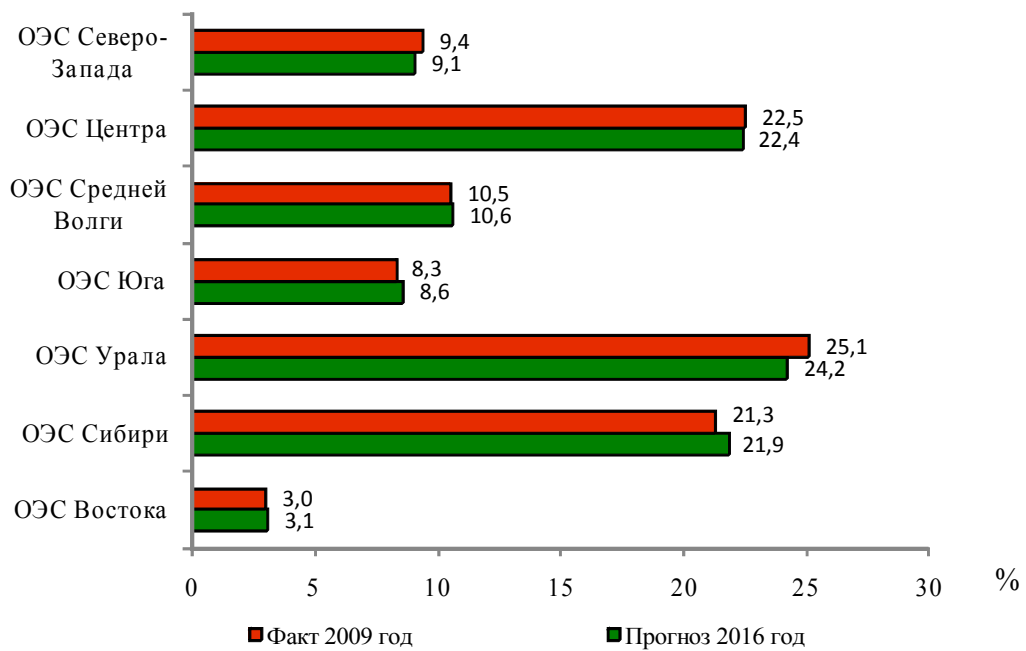


Рисунок 1.2. Соотношение потребления электрической энергии

III. Прогноз максимальных электрических нагрузок единой энергетической системы России, объединенных энергетических систем и по территориям субъектов российской федерации на 2010–2016 годы

ЕЭС России

В таблице 2.1. представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ЕЭС России на 2010–2016 годы. Значения основных показателей режимов потребления электрической энергии на перспективу определены для среднесрочных значений температур наружного воздуха.

Таблица 2.1. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт•ч	987,1	940,2	959,1	979,7	1009,1	1043,7	1069,0	1105,8	1148,3
Р макс. собств.	млн кВт	149,2	150,0	150,6	153,3	157,1	161,8	165,2	170,0	176,2
Р макс. собств.*	млн кВт	150,2	150,9	151,5	154,2	158,1	162,8	166,3	171,1	177,3
Т макс. год.	час/год	6620	6268	6370	6390	6425	6450	6470	6505	6520
Т макс. год.*	час/год	6570	6230	6330	6355	6383	6412	6430	6465	6475

*) С учетом совмещенного максимума потребления электрической энергии ОЭС Востока

Таблица 2.2. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России без учета ОЭС Востока

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт•ч	958,5	912,0	930,2	950,2	978,5	1012,2	1036,5	1071,8	1112,5
Р макс. собств.	млн кВт	145,2	145,9	146,4	149,0	152,7	157,2	160,5	165,1	171,0
Т макс. год.	час/год	6600	6253	6355	6380	6410	6440	6455	6490	6505

В таблицах 2.1 и 2.2 спрос на электрическую энергию представлен без учета потребления электрической энергии на заряд действующих и перспективных гидро-аккумулирующих электрических станций (ГАЭС).

По данным таблицы 2.1 максимальная электрическая нагрузка ЕЭС России на 2016 год прогнозируется на уровне 176,2 млн кВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за период 2010-2016 годы 2,3 %.

На рисунке 2.1 представлен график изменения основных показателей режимов потребления электрической энергии для спроса на электрическую энергию.

Число часов использования (T_{\max} год.) максимальной нагрузки ЕЭС России на конец периода может составить до 6520 часов, что соответствует его среднему значению.

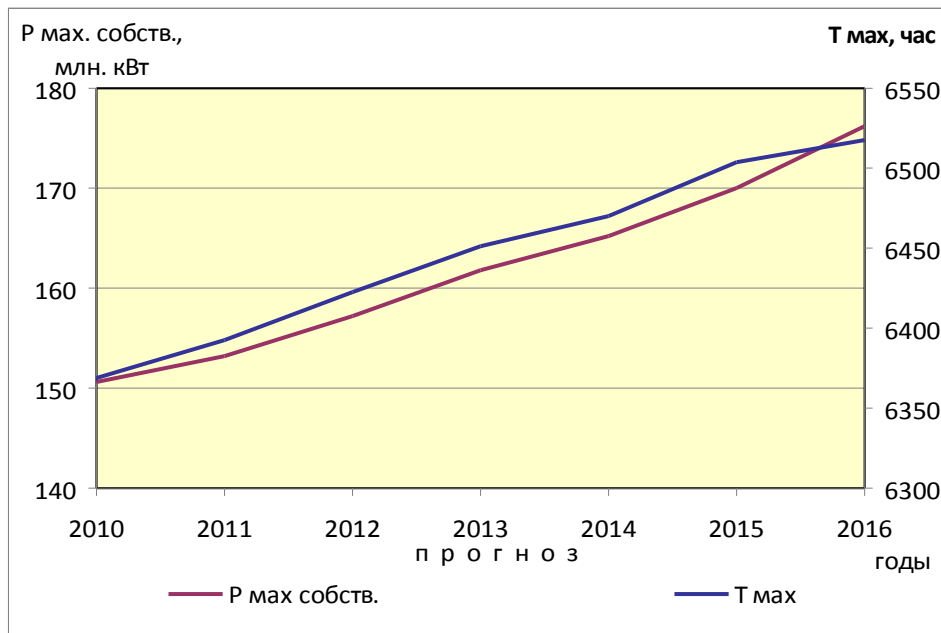


Рисунок 2.1. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ЕЭС России и числа часов их использования

Далее представлены характеристики перспективных режимов потребления электрической энергии по ОЭС.

С учетом основных тенденций изменения режимов потребления электрической энергии, выявленных на основе ретроспективного анализа, заявок потребителей и технических условий на технологическое присоединение, представленных ОАО «ФСК ЕЭС», сформированы перспективные режимы потребления электрической энергии по ОЭС.

ОЭС Северо-Запада

Доля ОЭС Северо-Запада в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 9,8 % в 2010 году и 9,5 % в 2016 году. К 2010. собственный максимум электрической нагрузки составит 15,0 млн. кВт, к 2016 г. — 17,2 млн кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2010–2016 годы прогнозируется на уровне 2,5 %.

В таблице 2.3 приведены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада.

Таблица 2.3. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт•ч	91,3	88,3	90,2	92,3	93,9	95,7	96,7	100,1	105,4
Р мах собств.	млн кВт	13,7	14,5	15,0	15,2	15,5	15,7	15,9	16,4	17,2
Т мах год.	час/год	6640	6090	6025	6080	6075	6085	6090	6115	6135
Р мах совм.	млн кВт	13,4	14,3	14,8	14,9	15,2	15,4	15,6	16,0	16,8
Т мах сов.	час/год	6790	6175	6095	6175	6200	6210	6215	6240	6260

Число часов использования максимума нагрузки ОЭС Северо-Запада к 2016 прогнозируется на уровне 6135 часов. По сравнению с 2010 число часов использования максимума нагрузки ОЭС Северо-Запада уменьшится и стабилизируется на значениях, более характерных для данной энергосистемы.

Изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Северо-Запада и числа часов их использования представлено на рисунке 2.2.

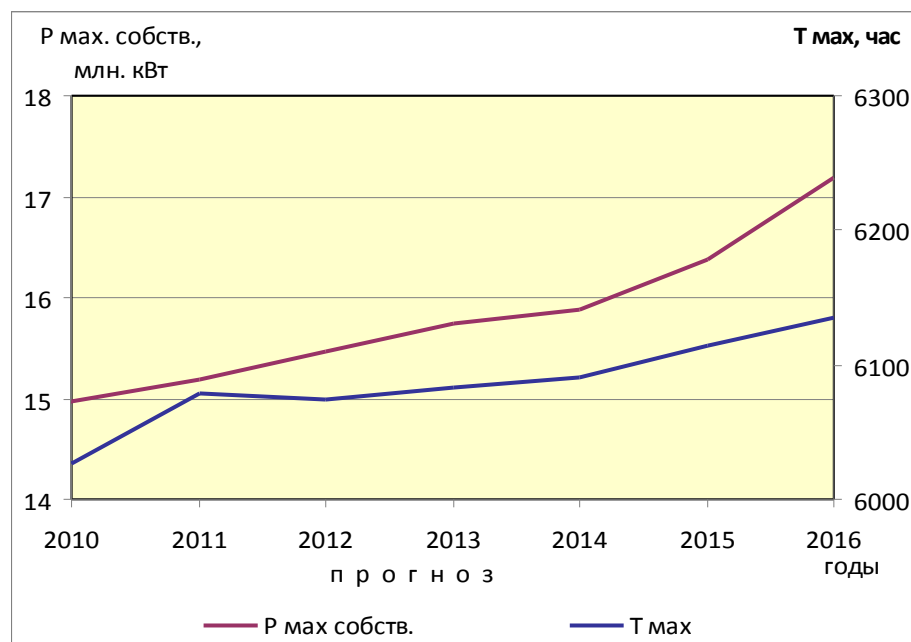


Рисунок 2.2. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Северо-Запада и числа часов их использования

ОЭС Центра

Доля ОЭС Центра в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 24,5 % в 2010 году, 24,1 % в 2016 году. К 2010 году собственный максимум электрической нагрузки составит 37,1 млн кВт, к 2016 – 42,8 млн кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2010–2016 годы прогнозируется на уровне 2,1 %.

В таблице 2.4 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ОЭС Центра.

Таблица 2.4. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Центра

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт•ч	217,9	209,1	214,0	217,8	221,8	227,4	232,7	242,8	253,9
Р макс. собств.	млн кВт	36,0	36,9	37,1	37,5	38,0	38,8	39,6	41,0	42,8
Т макс. год.	час/год	6050	5665	5765	5810	5835	5860	5870	5920	5935
Р макс. совм.	млн кВт	35,7	36,8	37,12	37,50	38,02	38,79	39,63	41,01	42,77
Т макс. сов.	час/год	6110	5680	5765	5810	5835	5860	5870	5920	5935

Спрос на электрическую энергию в таблице 2.4 представлен без учета потребления электрической энергии на заряд действующей Загорской ГАЭС и Загорской ГАЭС-2, ввод первой очереди которой предусмотрен в 2012 году.

Числа часов использования максимума нагрузки на перспективу будут достаточно стабильны и прогнозируются на уровне 5935 часов.

На рисунке 2.3 приведено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Центра и чисел часов их использования на период 2010–2016 годы

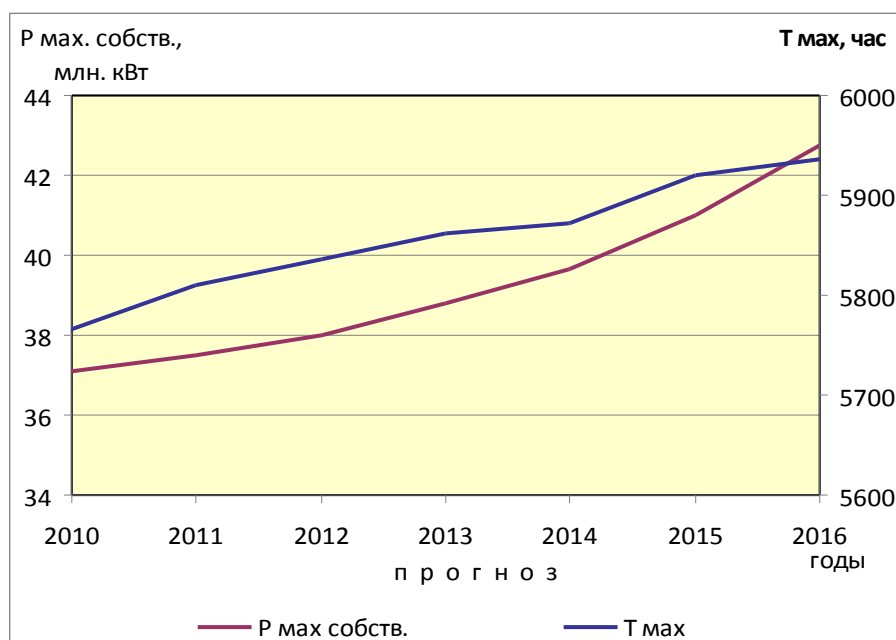


Рисунок 2.3. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Центра и числа часов их использования

ОЭС Средней Волги

Доля ОЭС Средней Волги в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 11,0 % в 2010 году и останется на указанном уровне в 2016 году. К 2010 году собственный максимум электрической нагрузки составит 17,4 млн кВт, к 2016 году 19,8 млн кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2010–2016 годы прогнозируется на уровне 1,9 %.

В таблице 2.5 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги.

Таблица 2.5. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт·ч	108,0	99,3	101,1	103,8	107,4	110,7	113,4	117,6	122,3
Р макс собств.	млн кВт	17,6	17,4	17,0	17,3	17,7	18,2	18,5	19,1	19,8
Т макс год.	час/год	6125	5705	5955	6010	6060	6095	6130	6160	6175
Р макс совм.	млн кВт	17,6	17,4	16,7	17,0	17,5	17,9	18,2	18,8	19,5
Т макс сов.	час/год	6155	5705	6060	6100	6150	6190	6220	6255	6270

Число часов использования максимальной нагрузки ожидается на уровне 5955 часов в 2010 году и 6 175 часов в 2016 году.

На рисунке 2.4 приведено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Средней Волги и чисел часов их использования на период 2010–2016 годы

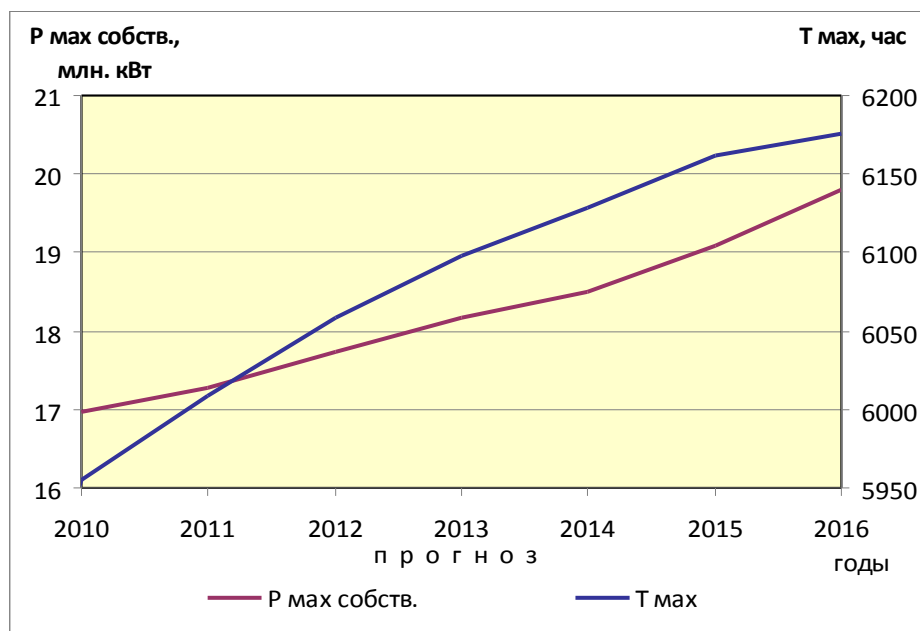


Рисунок 2.4. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Средней Волги и числа часов их использования

ОЭС Юга

Доля ОЭС Юга в 2010 году составит порядка 8,8 % по потреблению мощности от общей максимальной нагрузки ЕЭС России. К 2016 г. доля энергосистемы в максимуме ЕЭС России увеличится до 9,1 %. К 2010 году собственный максимум электрической нагрузки прогнозируется на уровне 13,7 млн кВт, к 2016 году — 16,5 млн кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2010–2016 годы прогнозируется на уровне 3,2 %.

В таблице 2.6 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ОЭС Юга.

Таблица 2.6. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Юга

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт·ч	81,0	78,1	79,7	81,9	86,1	90,5	93,0	95,8	99,3
P max собств.	млн кВт	13,9	13,3	13,7	14,0	14,7	15,3	15,7	16,1	16,5
T max год.	час/год	5835	5870	5825	5850	5875	5910	5930	5965	6020
P max совм.	млн кВт	13,7	12,9	13,3	13,7	14,4	15,0	15,4	15,7	16,2
T max сов.	час/год	5890	6055	6005	5970	5995	6030	6050	6085	6145

Спрос на электрическую энергию в таблице 2.6 представлен без учета потребления электрической энергии на заряд Зеленчукской ГАЭС, ввод которой предусмотрен в 2013 году.

Число часов использования максимальной нагрузки к 2016 году будет составлять около 6020 часов.

На рисунке 2.5 представлено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Юга и чисел часов их использования на период 2010–2016 годы

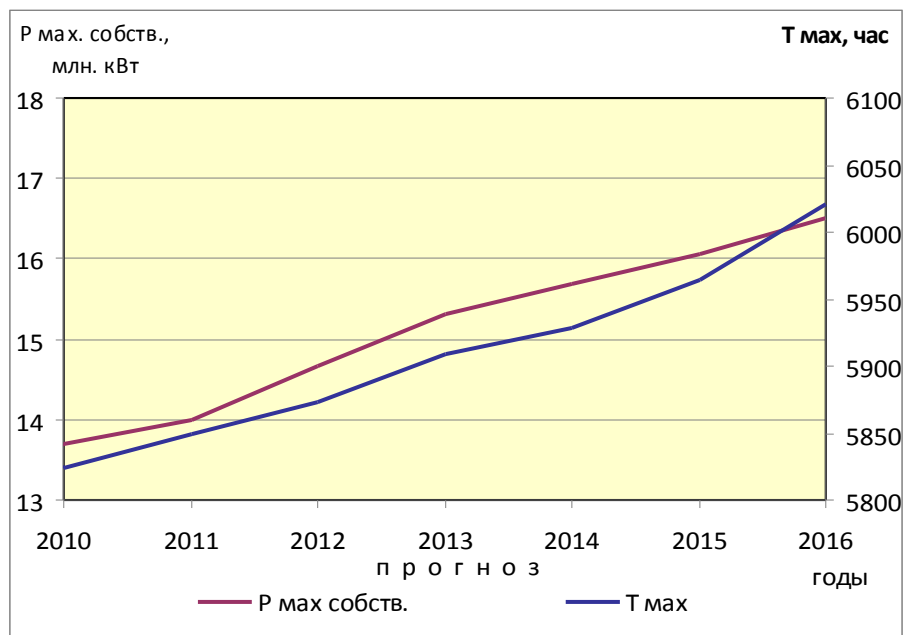


Рисунок 2.5. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Юга и числа часов их использования

ОЭС Урала

Доля ОЭС Урала в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 22,8 % в 2010 году и 22,1% в 2016 году. Собственный максимум электрической нагрузки к 2010 году прогнозируется на уровне 35,6 млн кВт, к 2016 году — на уровне 40,1 млн кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2010–2016 годы прогнозируется на уровне 1,7 %.

В таблице 2.7 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Урала.

Таблица 2.7. Фактические и прогнозныe характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Урала

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт т•ч	251,0	236,2	241,1	244,3	250,8	255,0	258,9	268,5	278,9
P max собств.	млн кВт т	35,9	35,6	35,3	35,7	36,6	37,0	37,5	38,6	40,1

Т макс год.	час/год	699 5	663 5	6835	6840	6860	688 5	6905	6950	6960
Р макс совм.	млн кВт т	35, 0	35, 2	34,6	35,0	35,8	36, 3	36,8	37,9	39,3
Т макс сов.	час/год	716 5	671 0	6975	6980	7000	702 5	7045	7095	7105

За счет высокого средневзвешенного значения числа часов использования промышленного максимума нагрузки (6 800÷7 000) ОЭС Урала и в перспективе будет характеризоваться самым высоким числом часов использования максимума нагрузки – около 6 960 часов.

На рисунке 2.6 представлено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Урала и чисел часов их использования на период 2010 – 2016 годы

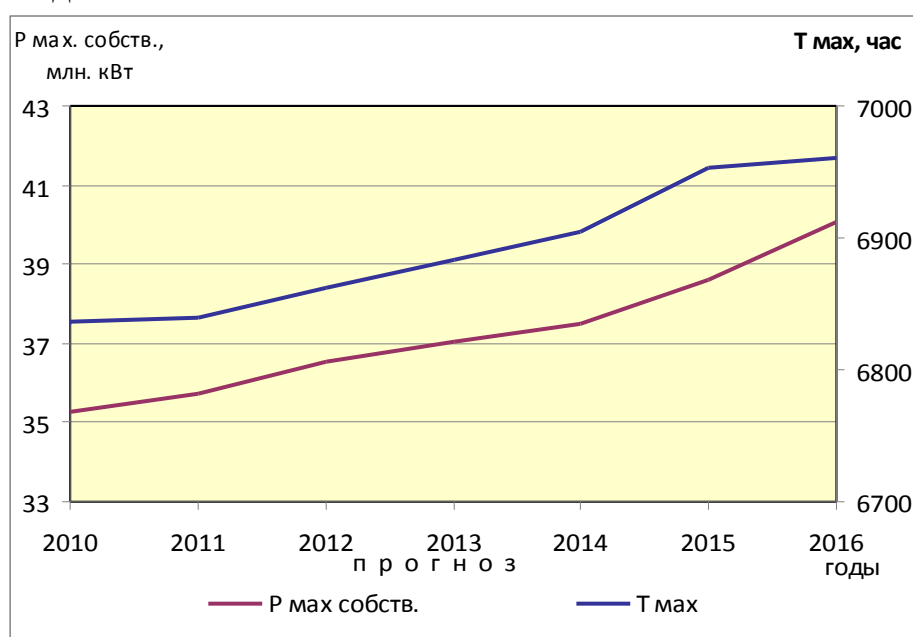


Рисунок 2.6. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Урала и числа часов их использования

ОЭС Сибири

Доля ОЭС Сибири в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 19,8% в 2010 году и 20,6% в 2016 году. Собственный максимум электрической нагрузки к 2010 году прогнозируется на уровне 31,5 млн Вт, к 2016 году на уровне 38,2 млн Вт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2010–2016 годы прогнозируется на уровне 3%.

В таблице 2.8 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Сибири.

Таблица 2.8. Фактические и прогнозныe характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Сибири

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз							
		200	200	2010	201	2012	2013	2014	2015	2016	

		8 г.	9 г.	г.	1г.	г.	г.	г.	г.	г.
Э год	млрд к Вт•ч	209 ,3	200 ,9	204, 2	210, 0	218, 4	232, 8	241, 8	246, 9	252, 6
Р мах собств.	млн кВт	31, 7	31, 1	31,5	32,2	33,3	35,4	36,6	37,3	38,2
Т мах год.	час/год	660 0	646 0	6490	651 5	6550	6580	6600	6615	6615
Р мах совм.	млн кВт	29, 7	29, 2	29,9	30,8	31,8	33,8	35,0	35,7	36,5
Т мах сов.	час/год	703 5	688 0	6820	682 0	6860	6890	6910	6925	6930

Число часов использования максимальной нагрузки к 2016 году составит 6615 часов.

На рисунке 2.7 представлено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Сибири и чисел часов их использования на период 2010 – 2016 годы

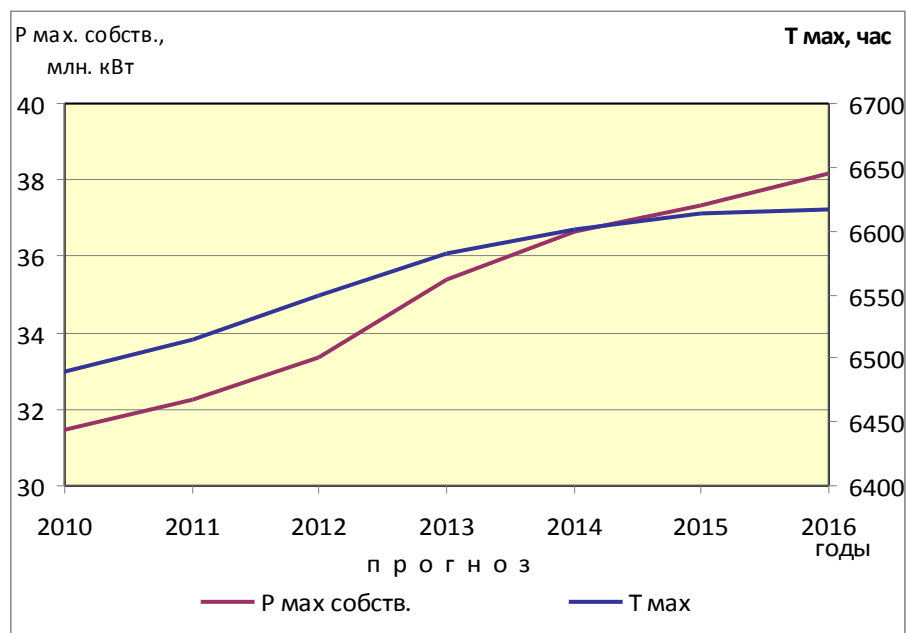


Рисунок 2.7. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Сибири и числа часов их использования

ОЭС Востока

Доля ОЭС Востока в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 3,4% в 2010 году и 3,6% в 2016 году. Собственный максимум электрической нагрузки ОЭС Востока к 2010 году прогнозируется на уровне 5,2 млн кВт, к 2016 году – 6,3 млн кВт. Среднегодовые темпы прироста по мощности за 2010-2016 годы составят до 3,3 %.

В таблице 2.9 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Востока.

Таблица 2.9. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Востока

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт·ч	28,6	28,2	28,9	29,6	30,6	31,6	32,5	34,0	35,9
Р макс. собств.	млн кВт	5,0	5,0	5,2	5,2	5,4	5,6	5,7	6,0	6,3
Т макс. год.	час/год	5715	5627	5590	5635	5645	5655	5660	5670	5685
Р макс. совм.	млн кВт	4,0	4,2	4,2	4,3	4,5	4,6	4,7	4,9	5,2
Т макс. сов.	час/год	7210	6798	6820	6875	6885	6895	6905	6915	6935

Число часов использования максимальной нагрузки составит 5 685 часов в 2010 году и 5 590 часов в 2016 году.

На рисунке 2.7 представлено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Востока и чисел часов их использования на период 2010 – 2016 годы

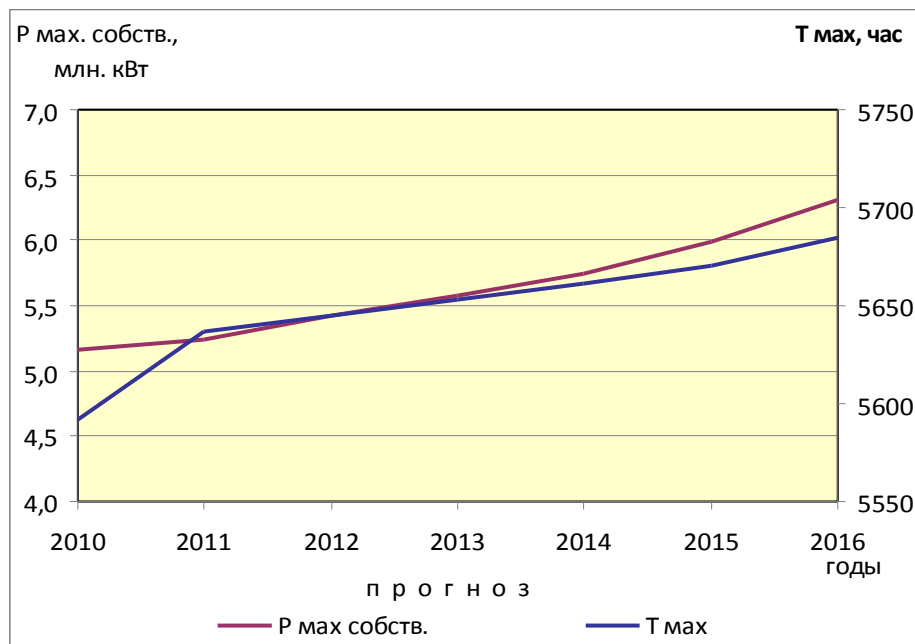


Рисунок 2.8. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Востока и числа часов их использования

IV. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию

Величина перспективной потребности в установленной мощности электростанций ЕЭС России на 2010-2016 годы, определена с учетом прогнозируемых максимумов нагрузки потребителей, сальдо экспорта (импорта) мощности, нормативного расчетного резерва мощности, величины ограничений установленной мощности электростанций и величины неиспользуемой мощности нетрадиционных источников энергии (ветровых электростанций) в период прохождения максимума нагрузки.

Основную часть потребности в генерирующей мощности составляет прогнозируемый на 2010-2016 годы максимум потребления мощности ОЭС.

При оценке потребности в мощности для ОЭС европейской части ЕЭС России учитывается максимум потребления, совмещенный с ЕЭС, для ОЭС Сибири – максимум потребления, совмещенный с ЕЭС и собственный, а для ОЭС Востока – собственный максимум потребления. При принятых уровнях и режимах потребления мощности прогнозируемый суммарный максимум потребления (без учета экспорта) по ЕЭС России на уровне 2010 года составит 151,5 млн. кВт и возрастет к 2016 году до 177,3 млн. кВт (с учетом ОЭС Востока на собственный максимум нагрузки), а без учета ОЭС Востока – 146,4 и 171,0 млн. кВт.

Величина экспорта (импорта) мощности и электрической энергии из ЕЭС России принята на основе имеющихся договоров, предварительных соглашений и разрабатываемых ОАО «Интер РАО ЕЭС» перспективных проектов. Экспортные поставки из ЕЭС России на уровне 2010 году предусматриваются в объеме 6,2 млн. кВт/22,1 млрд кВт•ч, в 2016 году 6,8 млн. кВт/25,4 млрд кВт•ч. Прогнозируемые объемы экспорта мощности на час годового совмещенного максимума графика нагрузки и годовые объемы передаваемой электрической энергии с указанием стран, в которые осуществляются экспортные поставки, представлены в таблице 3.1.

Начиная с 2011 года предусматривается реализация первого этапа экспорта мощности и электрической энергии из ОЭС Востока в Китай с поставкой на уровне 2016 года 0,45 млн. кВт/2,7 млрд кВт•ч.

Реализация второго этапа экспорта в Китай из ОЭС Востока в размере 3,0 млн. кВт/18 млрд кВт•ч связана с сооружением экспортных электростанций: Ерковецкой ТЭС (1200 МВт) в Амурской энергосистеме и Ургальской ТЭС (2400 МВт) в Хабаровской энергосистеме, — и на уровне 2015-2016 годов не рассматривается.

Исходя из балансовой ситуации, импорт мощности в период 2010-2016 годы не предусматривается. В составе импорта электрической энергии учитываются только режимные перетоки электрической энергии из Азербайджана, Грузии, Украины и Монголии, суммарный объем которых оценивается в 1,02 млрд кВт•ч в год.

ОЭС Востока	1200	300	3600	600	3825	640	4050	680	4275	720	4500	750	4500	750
приграничный экспорт	1200	300	1800	300	1800	300	1800	300	1800	300	1800	300	1800	300
1 этап			1800	300	2025	340	2250	380	2475	420	2700	450	2700	450

Фактором, оказывающим значительное влияние на спрос мощности, является величина резерва мощности, необходимого по условиям обеспечения надежности функционирования ЕЭС и ОЭС России. Планируемый перспективный резерв мощности складывается из трех составляющих: ремонтного (включая модернизацию), оперативного и стратегического резервов.

Величины нормируемого расчетного резерва мощности в течение всего рассматриваемого периода до 2016 года составляют по ОЭС от 12 до 23 % от максимума нагрузки в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем (утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281). Нормативный резерв мощности по различным ОЭС в процентах от максимума потребления представлен в таблице 3.2.

Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России на уровне 2010 года должна составить 24,8 млн. кВт, на уровне 2016 года – 29,2 млн. кВт.

Таблица 3.2. Нормативы расчётного резерва мощности, %

ОЭС	Относительная величина расчётного резерва						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ОЭС Северо-Запада	21,5	23,1	23,2	23,2	23,3	23,3	22,9
ОЭС Центра	17,0	17,0	17,2	17,2	17,1	17,1	17,0
ОЭС Средней Волги	13,0	12,9	12,9	12,8	12,8	12,8	12,8
ОЭС Юга	14,8	14,6	14,2	13,9	13,8	13,9	14,1
ОЭС Урала	18,2	18,3	18,2	18,4	18,5	18,5	18,5
Европейская секция	17	17	17	17	17	17	17
ОЭС Сибири	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Европейская секция и Сибирь	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
ОЭС Востока	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ЕЭС России	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4

Ограничения мощности электростанций, учитываемые при определении спроса мощности на 2010-2016 годы, представляют собой разницу между установленной мощностью и реальной располагаемой мощностью электростанций в период зимнего максимума нагрузки. Эта величина включает и ограничения мощности на ГЭС, связанные, в том числе, с несоответствием водно-энергетических характеристик гидроэлектростанций суточным графикам электрической нагрузки.

Ограничения мощности электростанций в период прохождения максимума нагрузки 2010-2016 годы сформированы на основании планов-прогнозов генерирующих компаний (далее – ГК).

Ограничения установленной мощности на ТЭС связаны с техническим состоянием оборудования, его конструктивными дефектами, несоответствием производительности отдельного оборудования 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.

В соответствии с данными, представленными ГК, ограничения установленной мощности ТЭС в ЕЭС России в период 2010-2016 годы прогнозируются в объеме 5,0-5,6 млн. кВт.

Ограничения установленной мощности ГЭС связаны с техническим состоянием оборудования, дополнительными требованиями по охране окружающей среды, снижением располагаемого напора ниже напора расчетного по мощности из-за проектной сезонной сработки водохранилища, ледового подпора, незавершенностью строительных мероприятий по нижнему бьефу отдельных ГЭС, а также снижением мощности ГЭС по результатам вписания показателей ГЭС и ГАЭС в конфигурацию графика электрической нагрузки для декабря месяца в условиях маловодного года (90% обеспеченности).

Ограничения мощности ГЭС в ЕЭС России в рассматриваемый период прогнозируются в размере 19,2 млн. кВт на уровне 2010 года со снижением до 16,8 млн. кВт на уровне 2016 года.

Суммарная величина прогнозируемых ограничений мощности в 2010 и 2016 годы по ЕЭС России оценивается соответственно в размере 24,7 и 22,4 млн. кВт.

В составе недоиспользуемой мощности учитывается негарантированная в период прохождения максимума нагрузки установленная мощность нетрадиционных источников энергии (ветровых электростанций), величина которой составляет 0,01 млн. кВт на уровне 2016 года.

С учетом перечисленных факторов потребность в генерирующей мощности электростанций по ЕЭС России составит 207,2 млн. кВт на уровне 2010 года и 235,7 млн. кВт на уровне 2016 года.

Изменение потребности в установленной мощности электростанций по ОЭС и ЕЭС России в период 2010-2016 годы представлена на рисунке 3.1 и в таблице 3.3.



**Рисунок 3.1. Потребность в установленной мощности электростанций
ЭЭС России**

Таблица 3.3. Прогноз потребности в установленной мощности электростанций, млн. кВт

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ОЭС Северо-Запада							
Максимум нагрузки	14,80	14,95	15,15	15,42	15,56	16,04	16,84
Экспорт	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
Нормируемый расчетный резерв мощности	3,18	3,45	3,51	3,58	3,63	3,73	3,86
Ограничения установленной мощности электростанций	1,76	1,76	1,82	1,83	1,84	1,83	1,82
АЭС							
ГЭС	1,04	1,09	1,14	1,15	1,16	1,15	1,14
ТЭС	0,72	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
Недоиспользование мощности НИЭ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Потребность в установленной мощности электростанций - всего	22,30	22,71	23,04	23,38	23,58	24,16	25,07
ОЭС Центра							
Максимум нагрузки	37,12	37,50	38,02	38,79	39,63	41,01	42,77
Экспорт	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Нормируемый расчетный резерв мощности	6,30	6,39	6,53	6,67	6,79	7,00	7,28
Ограничения установленной мощности электростанций	0,63	0,62	0,69	1,03	1,09	1,24	1,59
АЭС							
ГЭС	0,14	0,15	0,23	0,58	0,56	0,52	0,46
ТЭС	0,48	0,47	0,46	0,44	0,53	0,72	1,13
Недоиспользование мощности НИЭ	0	0	0	0	0	0	0
Потребность в установленной	45,74	46,21	46,94	48,19	49,21	50,95	53,34

	2010 Г.	2011 Г.	2012 Г.	2013 Г.	2014 Г.	2015 Г.	2016 Г.
мощности электростанций - всего							
ОЭС Средней Волги							
Максимум нагрузки	16,68	17,03	17,46	17,89	18,23	18,80	19,51
Экспорт	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Нормируемый расчетный резерв мощности	2,16	2,20	2,25	2,29	2,33	2,41	2,50
Ограничения установленной мощности электростанций	3,99	3,90	3,86	3,86	3,81	3,73	3,68
АЭС	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
ГЭС	2,85	2,83	2,83	2,85	2,81	2,79	2,78
ТЭС	1,11	1,03	0,99	0,98	0,97	0,90	0,86
Недоиспользование мощности НИЭ	0	0	0	0	0	0	0
Потребность в установленной мощности электростанций – всего	23,03	23,32	23,77	24,24	24,57	25,13	25,88
ОЭС Юга							
Максимум нагрузки	13,28	13,71	14,37	15,02	15,37	15,75	16,17
Экспорт	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,92	0,92
Нормируемый расчетный резерв мощности	1,97	2,00	2,04	2,09	2,12	2,19	2,27
Ограничения установленной мощности электростанций	1,95	2,11	2,07	2,10	2,40	2,38	2,37
АЭС							
ГЭС	1,64	1,72	1,67	1,70	2,01	1,98	1,98
ТЭС	0,31	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Недоиспользование мощности НИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребность в установленной мощности	17,97	18,59	19,25	19,97	20,66	21,23	21,73

	2010 Г.	2011 Г.	2012 Г.	2013 Г.	2014 Г.	2015 Г.	2016 Г.
электростанций – всего							
ОЭС Урала							
Максимум нагрузки	34,56	35,00	35,82	36,30	36,75	37,85	39,27
Экспорт	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Нормируемый расчетный резерв мощности	6,30	6,39	6,53	6,67	6,79	7,00	7,28
Ограничения установленной мощности электростанций	2,16	2,23	2,33	2,35	2,18	1,96	1,98
АЭС							
ГЭС	0,82	0,91	1,01	1,07	0,98	0,91	0,91
ТЭС	1,34	1,32	1,31	1,29	1,20	1,05	1,07
Недоиспользование мощности НИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребность в установленной мощности электростанций - всего	43,50	44,10	45,16	45,81	46,20	47,29	49,01
ОЭС Сибири							
Максимум нагрузки	29,94	30,79	31,84	33,78	34,98	35,66	36,46
Экспорт	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Нормируемый расчетный резерв мощности	3,77	3,87	4,00	4,25	4,40	4,48	4,58
Ограничения установленной мощности электростанций	12,95	12,74	12,64	9,13	9,47	9,47	9,47
АЭС							
ГЭС	11,50	11,50	11,50	8,10	8,45	8,45	8,45
ТЭС	1,45	1,24	1,14	1,03	1,02	1,02	1,02
Недоиспользование мощности НИЭ	0	0	0	0	0	0	0
Потребность в установленной мощности электростанций -	46,87	47,60	48,68	47,35	49,05	49,81	50,72

	2010 Г.	2011 Г.	2012 Г.	2013 Г.	2014 Г.	2015 Г.	2016 Г.
всего							
ОЭС Востока							
Максимум нагрузки	5,16	5,25	5,43	5,58	5,74	5,99	6,31
Экспорт	0,30	0,60	0,64	0,68	0,72	0,75	0,75
Нормируемый расчетный резерв мощности	1,14	1,15	1,19	1,23	1,26	1,32	1,39
Ограничения установленной мощности электростанций	1,25	1,24	1,24	1,33	1,38	1,40	1,51
АЭС							
ГЭС	1,18	1,16	1,14	1,12	1,11	1,08	1,05
ТЭС	0,07	0,09	0,10	0,21	0,27	0,32	0,46
Недоиспользование мощности НИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребность в установленной мощности электростанций - всего	7,84	8,24	8,50	8,83	9,10	9,46	9,95
ЕЭС России							
Максимум нагрузки	151,53	154,21	158,10	162,79	166,26	171,10	177,33
Экспорт	6,20	6,50	6,54	6,58	6,62	6,80	6,80
Нормируемый расчетный резерв мощности	24,81	25,44	26,06	26,78	27,33	28,13	29,16
Ограничения установленной мощности электростанций	24,70	24,61	24,63	21,62	22,17	22,00	22,41
АЭС	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
ГЭС	19,17	19,35	19,53	16,57	17,07	16,88	16,77
ТЭС	5,49	5,22	5,07	5,01	5,07	5,08	5,61
Недоиспользование мощности НИЭ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Потребность в установленной мощности	207,25	210,78	215,34	217,78	222,38	228,04	235,70

	2010 Г.	2011 Г.	2012 Г.	2013 Г.	2014 Г.	2015 Г.	2016 Г.
электростанций - всего							
ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	31,46	32,24	33,34	35,38	36,63	37,34	38,18
Экспорт	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Нормируемый расчетный резерв мощности	3,77	3,87	4,00	4,25	4,40	4,48	4,58
Ограничения установленной мощности электростанций	12,95	12,74	12,64	9,13	9,47	9,47	9,47
АЭС							
ГЭС	11,50	11,50	11,50	8,10	8,45	8,45	8,45
ТЭС	1,45	1,24	1,14	1,03	1,02	1,02	1,02
Недоиспользование мощности НИЭ	0	0	0	0	0	0	0
Потребность в установленной мощности электростанций - всего	48,39	49,05	50,18	48,95	50,70	51,49	52,43
ЕЭС России с ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	153,05	155,66	159,60	164,38	167,91	172,78	179,04
Экспорт	6,20	6,50	6,54	6,58	6,62	6,80	6,80
Нормируемый расчетный резерв мощности	24,81	25,44	26,06	26,78	27,33	28,13	29,16
Ограничения установленной мощности электростанций	24,70	24,61	24,63	21,62	22,17	22,00	22,41
АЭС	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
ГЭС	19,17	19,35	19,53	16,57	17,07	16,88	16,77
ТЭС	5,49	5,22	5,07	5,01	5,07	5,08	5,61
Недоиспользование мощности НИЭ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Потребность в установленной мощности электростанций -	208,76	212,23	216,84	219,37	224,03	229,72	237,42

	2010 Г.	2011 Г.	2012 Г.	2013 Г.	2014 Г.	2015 Г.	2016 Г.
Всего							

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

При формировании установленной мощности электростанций ЕЭС России на 2010-2016 годы учтены новые вводы объектов по производству электрической энергии на период 2010–2016 годы, а также мероприятия по демонтажу, модернизации и реконструкции (перемаркировке) действующего генерирующего оборудования, согласно предложениям генерирующих компаний (на 01.02.2010) с учетом корректировки в соответствии с:

- предложениями генерирующих компаний по корректировке Приложения 1 к договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок;
- проведенными Минэнерго России и ОАО «СО ЕЭС» анализом и экспертизой возможности ввода генерирующих мощностей в предложенные генерирующими компаниями сроки;
- предложениями ОАО «СО ЕЭС» по демонтажу неэффективного генерирующего оборудования, вывод из эксплуатации которого не окажет существенного влияния на режимно-балансовую ситуацию в отдельных энергоузлах и ЕЭС России в целом.

Планируемые объемы демонтажа мощности на электростанциях ЕЭС России на 2010-2016 годы составят 8,4 млн кВт, в т.ч. на АЭС – 0,6 млн кВт и на ТЭС – 7,8 млн кВт.

Из общего объема демонтажей 6,6 млн кВт учтено по предложениям генерирующих компаний и 1,8 млн кВт согласно предложениям ОАО «СО ЕЭС» по выводу из эксплуатации оборудования находящегося в холодном резерве/консервации более одного календарного года.

Объемы и структура демонтажа генерирующих мощностей по ОЭС и ЕЭС России представлены в таблице 4.1 и на рисунке 4.1.

Таблица 4.1. Структура выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России, МВт

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2010-2016 годы
ЕЭС России, всего	2650,7	890,0	474,5	1288,0	992,5	1211,0	855,3	8362,0
АЭС	180,0						417,0	597,0
ГЭС	0,2							0,2
ТЭС	2470,5	890,0	474,5	1288,0	992,5	1211,0	438,3	7764,8
в т.ч. ТЭЦ	2448,0	508,0	244,5	364,0	352,5	871,0	298,3	5086,3
КЭС	22,5	382,0	230,0	924,0	640,0	340,0	140,0	2678,5
в т.ч. под замену	387,5	385,0	308,0	801,0	491,0	25,0		2397,5

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2010-2016 годы
ТЭС	387,5	385,0	308,0	801,0	491,0	25,0		2397,5
в т.ч. ТЭЦ	387,5	185,0	108,0	241,0	141,0	25,0		1087,5
КЭС		200,0	200,0	560,0	350,0			1310,0
ОЭС Северо-Запада, всего	384,0	100,0		23,0	50,5			557,5
ТЭС	384,0	100,0		23,0	50,5			557,5
в т.ч. ТЭЦ	384,0	100,0		23,0	50,5			557,5
ОЭС Центра, всего	325,5	315,0	222,0	210,0	140,0	460,0	591,0	2263,5
АЭС							417,0	417,0
ТЭС	325,5	315,0	222,0	210,0	140,0	460,0	174,0	1846,5
в т.ч. ТЭЦ	325,5	115,0	22,0			320,0	34,0	816,5
КЭС		200,0	200,0	210,0	140,0	140,0	140,0	1030,0
в т.ч. под замену	156,0	290,0	200,0	210,0				856,0
ТЭС	156,0	290,0	200,0	210,0				856,0
в т.ч. ТЭЦ	156,0	90,0						246,0
КЭС		200,0	200,0	210,0				610,0
ОЭС Средней Волги, всего	720,0		25,0	175,0		25,0	60,0	1005,0
ТЭС	720,0		25,0	175,0		25,0	60,0	1005,0
в т.ч. ТЭЦ	720,0		25,0	175,0		25,0	60,0	1005,0
в т.ч. под замену	50,0		25,0	100,0		25,0		200,0
ТЭС	50,0		25,0	100,0		25,0		200,0
в т.ч. ТЭЦ	50,0		25,0	100,0		25,0		200,0
ОЭС Юга, всего	174,2	255,0	85,0	264,0			11,0	789,2

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2010-2016 годы
ГЭС	0,2							0,2
ТЭС	174,0	255,0	85,0	264,0			11,0	789,0
В т.ч. ТЭЦ	174,0	85,0	85,0				11,0	355,0
КЭС		170,0		264,0				434,0
В т.ч. под замену	50,0	25,0	25,0					100,0
ТЭС	50,0	25,0	25,0					100,0
В т.ч. ТЭЦ	50,0	25,0	25,0					100,0
ОЭС Урала, всего	451,5	62,0	59,5	275,0	406,0	701,0	93,3	2048,3
ТЭС	451,5	62,0	59,5	275,0	406,0	701,0	93,3	2048,3
В т.ч. ТЭЦ	451,5	62,0	59,5	25,0	106,0	501,0	93,3	1298,3
КЭС				250,0	300,0	200,0		750,0
В т.ч. под замену	60,0		23,0	150,0	150,0			383,0
ТЭС	60,0		23,0	150,0	150,0			383,0
В т.ч. ТЭЦ	60,0		23,0					83,0
КЭС				150,0	150,0			300,0
ОЭС Сибири, всего	570,5	139,0	35,0	341,0	341,0		100,0	1526,5
АЭС	180,0							180,0
ТЭС	390,5	139,0	35,0	341,0	341,0		100,0	836,5
В т.ч. ТЭЦ	368,0	139,0	35,0	141,0	141,0		100,0	814,0
КЭС	22,5			200,0	200,0			22,5
В т.ч. под замену	71,5	70,0	35,0	341,0	341,0			348,5
ТЭС	71,5	70,0	35,0	341,0	341,0			348,5
В т.ч. ТЭЦ	71,5	70,0	35,0	141,0	141,0			348,5
КЭС				200,0	200,0			

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2010-2016 годы
ОЭС Востока, всего	25,0	19,0	48,0		55,0	25,0		172,0
ТЭС	25,0	19,0	48,0		55,0	25,0		172,0
В т.ч. ТЭЦ	25,0	7,0	18,0		55,0	25,0		130,0
КЭС		12,0	30,0					42,0

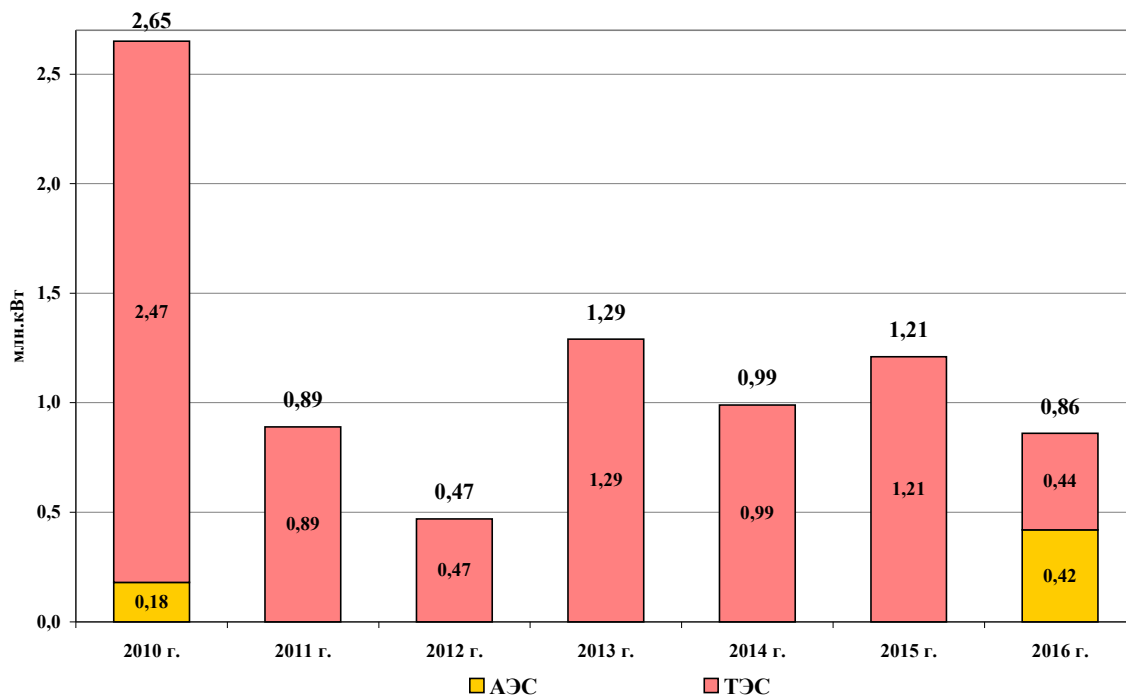


Рисунок 4.1. Демонтаж установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

По АЭС предусматривается останов реакторов Железногорского горно-химического комбината (180 МВт) в Красноярском крае в 2010 году и демонтаж третьего энергоблока на Нововоронежской АЭС (417 МВт) в Воронежской области в 2016 году. В 2010 году на ТЭС предполагается демонтаж 1,76 млн. кВт неэффективного, морально устаревшего оборудования, в основном находящегося в длительной консервации.

Изменение мощности действующих электростанций ЕЭС России с учетом демонтажа устаревшего оборудования, планируемого присоединения (отсоединения) мощностей, перемаркировки и изменения установленной мощности генерирующего оборудования после проведения реконструкции и модернизации представлена в таблице 4.2 и на рисунке 4.2. Установленная мощность действующих электростанций по ЕЭС России к 2016 году снизится на 8 млн. кВт (с 211,8 млн. кВт в 2009 году до 203,8 млн. кВт в 2016 году).

Таблица 4.2. Изменение мощности действующих электростанций ЕЭС России (без учета ввода новых объектов генерации), МВт

	ФАК	ПРОГНОЗ						
	Т	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	2009	Г.	Г.	Г.	Г.	Г.	Г.	Г.
	Г.	Г.	Г.	Г.	Г.	Г.	Г.	Г.
Мощность действующих электростанций - всего	21184 5,7	20869 7,5	20807 5,8	20775 0,2	20661 9,7	20568 7,3	20455 2,1	20375 4,9
АЭС	23446, 0	23266, 0	23266, 0	23266, 0	23266, 0	23266, 0	23266, 0	22849, 0
ГЭС	44426, 3	44474, 4	44574, 6	44613, 5	44676, 0	44708, 1	44765, 9	44824, 0
ТЭС	14396 3,8	14094 7,5	14022 5,6	13986 1,1	13866 8,1	13770 3,6	13651 0,6	13607 2,3
НИЭ	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Демонтаж мощности		2650,7	890,0	474,5	1033,0	737,5	1211,0	855,3
АЭС		180,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	417,0
ГЭС		0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС		2470,5	890,0	474,5	1288,0	992,5	1211,0	438,3
НИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединение (+), отсоединение (-)		311,6	30,0	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		311,6	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Перемаркировка		53,8	18,6	0,0	35,0	0,0	0,0	4,4
АЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС		25,5	10,5	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4
ТЭС		28,3	8,1	0,0	35,0	0,0	0,0	0,0
НИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Реконструкция, модернизация и восстановление ресурса		247,2	219,7	148,9	122,5	60,1	75,8	53,7
АЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

	ФАК Т	ПРОГНОЗ						
	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ГЭС		69,2	89,7	38,9	62,5	32,1	57,8	53,7
ТЭС		178,0	130,0	110,0	60,0	28,0	18,0	0,0
НИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

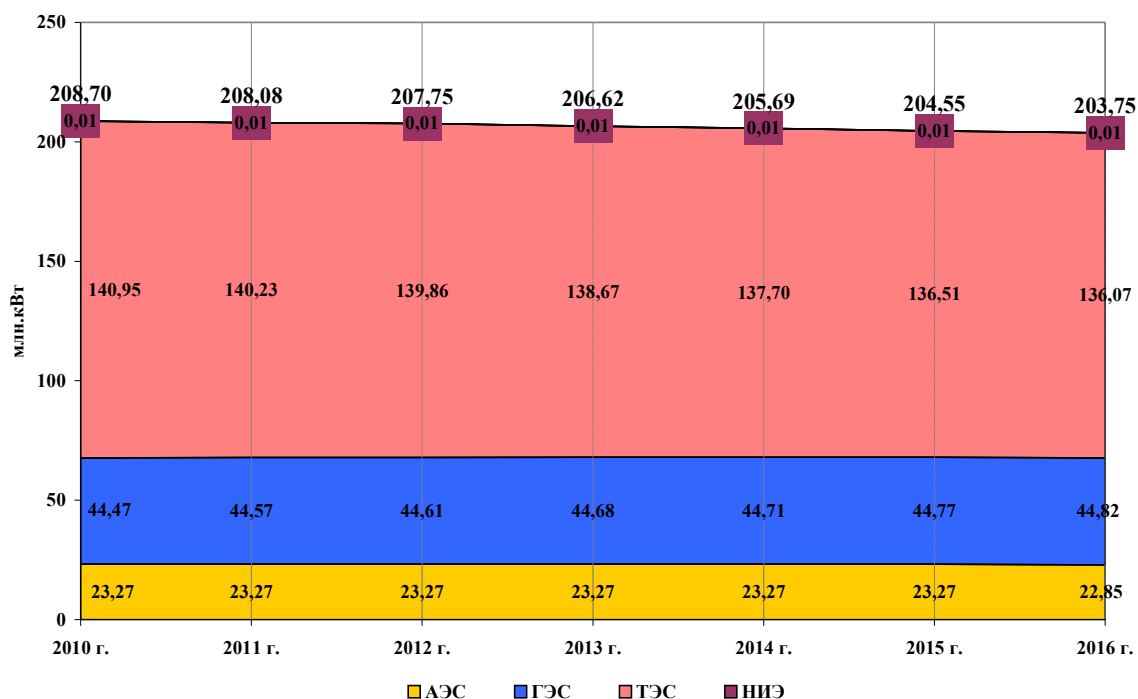


Рисунок 4.2. Изменение мощности действующих электростанций ЕЭС России

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2010–2016 годы предусматриваются в объеме 42,85 млн. кВт, в т.ч. на АЭС 9,87 млн. кВт, на ГЭС 3,52 млн. кВт, на ГАЭС 0,98 млн. кВт, на ТЭС 28,48 млн. кВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по ОЭС и ЕЭС России в 2009 году приведены в таблице 4.3, на 2010-2016 годы – в таблице 4.4 и на рисунках 4.3 и 4.4.

Таблица 4.3. Вводы мощности на электростанциях ОЭС и ЕЭС России в 2009 году

	Станционн ый номер	Марка турбины	Установленн ая мощность, МВт
ЕЭС России			1268,33
ОЭС Северо-Запада			119,93

Светогорская ГЭС-11	№ 3	ПЛ-20/0961	30,5
Василеостровская ТЭЦ-7	№3	Т-50/60-8,8	50
ГТ ТЭЦ Лужская	№1-4	ГТ-009	36
Хямекоски ГЭС	№3		0,9
ДЭС э/с Республики Карелия		ДЭС	2
ДЭС э/с Республики Коми		ДЭС	0,53
ОЭС Центра			805,5
Мобильные ГТЭС Дарьино	№2	ГТУ	22,5
Мобильные ГТЭС на ПС №239 "Пушкино"	№2	ГТУ	22,5
ТЭС Международная " (1 очередь)	№1	ПГУ	116
Елецкая ТЭЦ	ПГУ:		52
ГТ ТЭЦ Тамбовская	№1-2	ГТ-009М	18
Мобильные ГТЭС Игнатово	№1-3	ГТУ	67,5
ГТЭС "Коломенское"	№1-3	ГТУ	136
ТЭЦ НЛМК	№2	ТАП-25-2 УЗ	25
Павлово - Посадская ГТУ ТЭЦ	№1-2	ГТУ	16
Каширская ГРЭС	№3	К-330	330
ОЭС Средней Волги			22,2
ГТ ТЭЦ Саранская	№1-2	ГТ-009М	18
ТЭЦ «Газэнергострой»		ГТУ	4,2
ОЭС Юга			95
Зарамагская ГЭС	№1	РО-15	15
Сочинская ТЭЦ	№3	ПГУ	80
ОЭС Урала			18
ГТ ТЭЦ Екатеринбургская	№1-2	ГТЭ-009	18
ОЭС Сибири			207,7
Новокемеровская ТЭЦ	№15	Т-120-12,8	100
Канская ТЭЦ	№2	Р-12-3,4/0,5	12
Читинская ТЭЦ-2	№2	Р-6-3,4/0,5	6
Томская ГРЭС-2	№2	Т-50/60-8,8	50
МГТЭС Кызыльская	№1	ГТУ	22,5
ДЭС-2 ЗАО ЗДК «Полнос»		ДЭС	17,2

Таблица 4.4. Вводы мощности на электростанциях ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	Всего за 2010- 2016 годы
ЕЭС России - всего	7618,9	5612,9	6587,9	8816,0	5970,0	5019,0	3225, 0	42849, 7
АЭС	1000,0		1000,0	2369,0	1980,0	1199,0	2320, 0	9868,0
ГЭС	1079,0	999,9	999,9	442,0				3520,8
ГАЭС			420,0	560,0				980,0
ТЭС	5539,9	4613,0	4168,0	5445,0	3990,0	3820,0	905,0	28480, 9
в т.ч. ТЭЦ	4253,9	1583,0	1943,0	2920,0	2200,0	960,0	265,0	14124, 9
ЭС К	1286,0	3030,0	2225,0	2525,0	1790,0	2860,0	640,0	14356, 0
в т.ч. замена	588,0	50,0	370,0	365,0	480,0			1853,0
ТЭС	588,0	50,0	370,0	365,0	480,0			1853,0
в т.ч. ТЭЦ	438,0	50,0	370,0	55,0	170,0			1083,0
ЭС К	150,0			310,0	310,0			770,0
ОЭС Северо- Запада - всего	1440,0	720,0	572,0	1280,0		100,0	2320, 0	6432,0
АЭС				1170,0			2320, 0	3490,0
ТЭС	1440,0	720,0	572,0	110,0		100,0		2942,0
в т.ч. ТЭЦ	1440,0	180,0	572,0	110,0		100,0		2402,0
ЭС К		540,0						540,0
ОЭС Центра - всего	1439,0	921,0	1819,0	3449,0	1065,0	1599,0		10292, 0
АЭС			1000,0	1199,0		1199,0		3398,0
ГАЭС			420,0	420,0				840,0
ТЭС	1439,0	921,0	399,0	1830,0	1065,0	400,0		6054,0
в т.ч. ТЭЦ	863,0	596,0	184,0	1615,0	645,0	400,0		4303,0
ЭС К	576,0	325,0	215,0	215,0	420,0			1751,0
в т.ч. замена		50,0	130,0					180,0
ТЭС		50,0	130,0					180,0
в т.ч.		50,0	130,0					180,0

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	Всего за 2010- 2016 годы
ТЭЦ								
ОЭС Средней Волги - всего		261,0	240,0		415,0			916,0
ТЭС		261,0	240,0		415,0			916,0
в т.ч. ТЭЦ		261,0	240,0		415,0			916,0
в т.ч. замена			240,0		115,0			355,0
ТЭС			240,0		115,0			355,0
в т.ч. ТЭЦ			240,0		115,0			355,0
ОЭС Юга – всего	1635,1	551,0	595,0	1687,0	1100,0		400,0	5968,1
АЭС	1000,0				1100,0			2100,0
ГЭС	79,1			442,0				521,1
ГАЭС				140,0				140,0
ТЭС	556,0	551,0	595,0	1105,0			400,0	3207,0
в т.ч. ТЭЦ	556,0	141,0	595,0	315,0				1607,0
ЭС К		410,0		790,0			400,0	1600,0
в т.ч. замена	110,0							110,0
ТЭС	110,0							110,0
в т.ч. ТЭЦ	110,0							110,0
ОЭС Урала - всего	1856,9	1760,0	1410,0	1390,0	2780,0	2800,0	505,0	12501, 9
АЭС					880,0			880,0
ТЭС	1856,9	1760,0	1410,0	1390,0	1900,0	2800,0	505,0	11621, 9
в т.ч. ТЭЦ	1291,9	220,0	150,0	180,0	840,0	340,0	265,0	3286,9
ЭС К	565,0	1540,0	1260,0	1210,0	1060,0	2460,0	240,0	8335,0
в т.ч. замена	281,0							281,0
ТЭС	281,0							281,0
в т.ч. ТЭЦ	231,0							231,0
ЭС К	50,0							50,0

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	Всего за 2010- 2016 годы
в т.ч. Тюменская энергосистем а - всего	871,2	1150,0	860,0	410,0	410,0	1420,0		5121,2
ТЭС	871,2	1150,0	860,0	410,0	410,0	1420,0		5121,2
в т.ч. ТЭЦ	356,2				410,0			766,2
ЭС К	515,0	1150,0	860,0	410,0		1420,0		4355,0
в т.ч. замена	231,0							231,0
ТЭС	231,0							231,0
в т.ч. ТЭЦ	231,0							231,0
ОЭС Сибири - всего	1141,9	1399,9	1909,9	765,0	365,0	520,0		6101,7
ГЭС	999,9	999,9	999,9					2999,7
ТЭС	142,0	400,0	910,0	765,0	365,0	520,0		3102,0
в т.ч. ТЭЦ	97,0	185,0	160,0	455,0	55,0	120,0		1072,0
ЭС К	45,0	215,0	750,0	310,0	310,0	400,0		2030,0
в т.ч. замена	97,0			365,0	365,0			827,0
ТЭС	97,0			365,0	365,0			827,0
в т.ч. ТЭЦ	97,0			55,0	55,0			207,0
ЭС К				310,0	310,0			620,0
ОЭС Востока - всего	106,0		42,0	245,0	245,0			638,0
ТЭС	106,0		42,0	245,0	245,0			638,0
в т.ч. ТЭЦ	6,0		42,0	245,0	245,0			538,0
ЭС К	100,0							100,0
в т.ч. замена	100,0							100,0
ТЭС	100,0							100,0
в т.ч. КЭС	100,0							100,0

Наиболее значительный объем вводов генерирующих мощностей предполагается в ОЭС Центра (10,29 млн. кВт) и в ОЭС Урала (12,5 млн. кВт, в т.ч. в Тюменской энергосистеме – 5,12 млн. кВт).

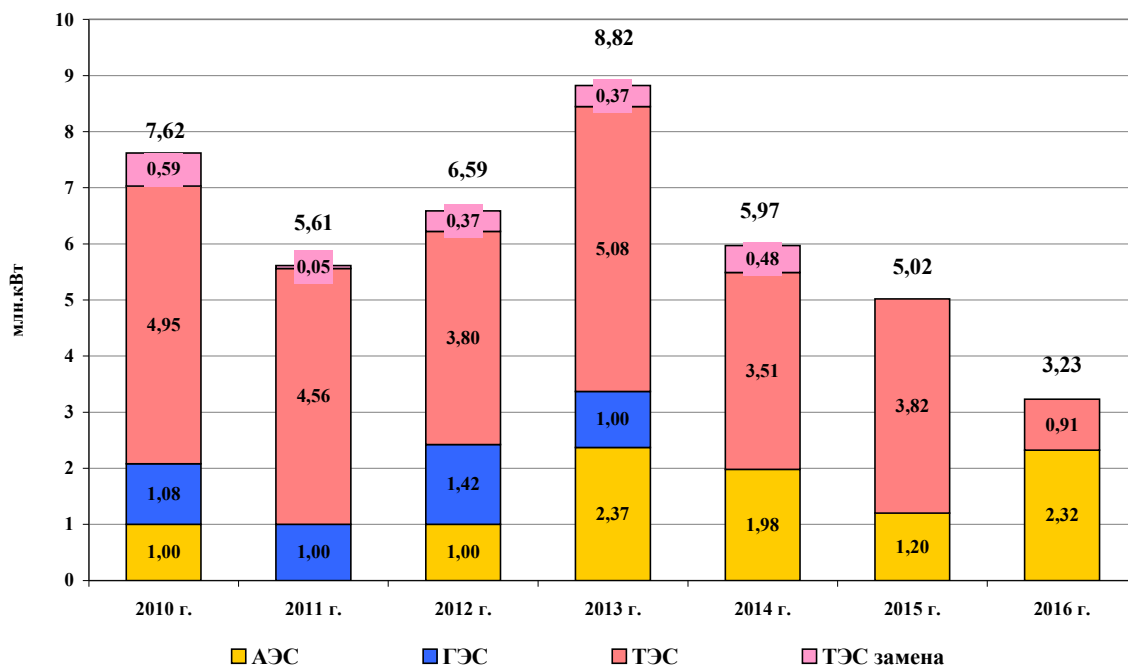


Рисунок 4.3. Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

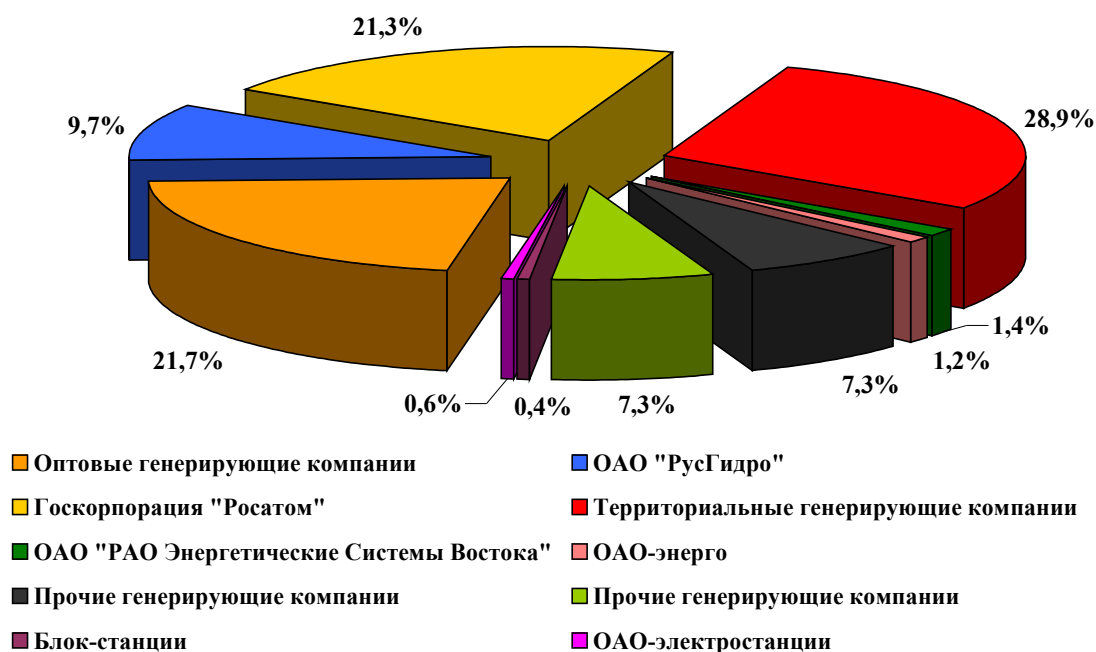


Рисунок 4.4. Структура вводов мощности на электростанциях ЕЭС России по генерирующим компаниям

Развитие атомной энергетики на 2010-2016 года. предполагается за счет установки новых энергоблоков на действующих АЭС, в т.ч.: на Калининской

АЭС (1 000 МВт в 2012 году), Волгодонской АЭС (ВВЭР-1000 2010 году и ВВЭР-1100 в 2014 году), Белоярской АЭС (четвертый энергоблок типа БН-880 в 2014 году), а также сооружения новых АЭС. Сооружение АЭС на новых площадках предусматривается: в ОЭС Северо-Запада – Балтийской АЭС (с вводом первого энергоблока ВВЭР-1150 в 2016 году), Ленинградской АЭС-2 (предзамена выбывающих в 2018 и 2020 года энергоблоков по 1000 МВт на Ленинградской АЭС) с вводом в эксплуатацию первого энергоблока ВВЭР-1170 в 2013 году и второго энергоблока ВВЭР-1170 – в 2016 году, а также в ОЭС Центра – Нововоронежской АЭС-2 (первый и второй энергоблоки типа ВВЭР-1199 в 2013 и 2015 года).

Развитие гидроэнергетики на 2010-2016 года предполагается в наиболее перспективных по наличию гидроресурсов регионах страны - на Северном Кавказе и в Сибири, а также за счет развития гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) в европейской зоне России.

Вводы мощности на ГЭС ЕЭС России в период 2010-2016 года предусматриваются в объеме 3,52 млн кВт.

Первоочередной задачей в предстоящий период является завершение строительства ГЭС, имеющих высокую степень готовности к вводу в эксплуатацию: Зарамагские ГЭС в ОЭС Юга (342 МВт до 2013 годы), Богучанская ГЭС в ОЭС Сибири (3000 МВт в 2010-2012 годы).

Значительные вводы ГЭС в европейской части России предусматриваются в ОЭС Юга, в том числе завершение сооружения Кашхатау ГЭС (65,1 МВт в 2010 году), Гоцатлинской ГЭС каскада Зираны (100 МВт в 2013 году), Зарамагской ГЭС-1 (342 МВт в 2013 году), Егорлыкской ГЭС-2 (14 МВт в 2010 году).

В европейской части России на 2010-2016 года предполагается развитие атомной энергетики и увеличивается потребность в маневренной мощности, предусматривается строительство Загорской ГАЭС-2 в Московской энергосистеме ОЭС Центра (по 420 МВт в 2012 и 2013 годах) и Зеленчукской ГЭС-ГАЭС в Карачаево-Черкесской энергосистеме ОЭС Юга (140 МВт в 2013 году).

Наибольший объем вводов ГЭС намечается в ОЭС Сибири, где планируется завершение строительства Богучанской ГЭС (1000 МВт в 2010 году, 1000 МВт в 2011 году и 1000 МВт в 2012 году с достижением проектной установленной мощности 3000 МВт в 2012 году).

Развитие тепловой электроэнергетики на органическом топливе связано с внедрением энергосберегающих технологий производства электрической энергии (ПГУ и ГТУ) как при строительстве, так и при реконструкции генерирующих мощностей на газе и созданием оборудования с суперсверхкритическими параметрами острого пара на угле.

Строительство электростанций на основе парогазового цикла, техническое перевооружение существующих энергообъектов с применением парогазовых технологий является приоритетным направлением технической политики в электроэнергетике России.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России возрастет к 2016 году на 35,89 млн.кВт (16,9 %) и составит 247,74 млн.кВт. В период 2010–2016

годов в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России возрастет доля АЭС с 11,1 % до 13,2 %, доля ГЭС незначительно снизится с 21,0 % до 19,9 %, доля ТЭС снизится с 67,9 % до 66,9 %.

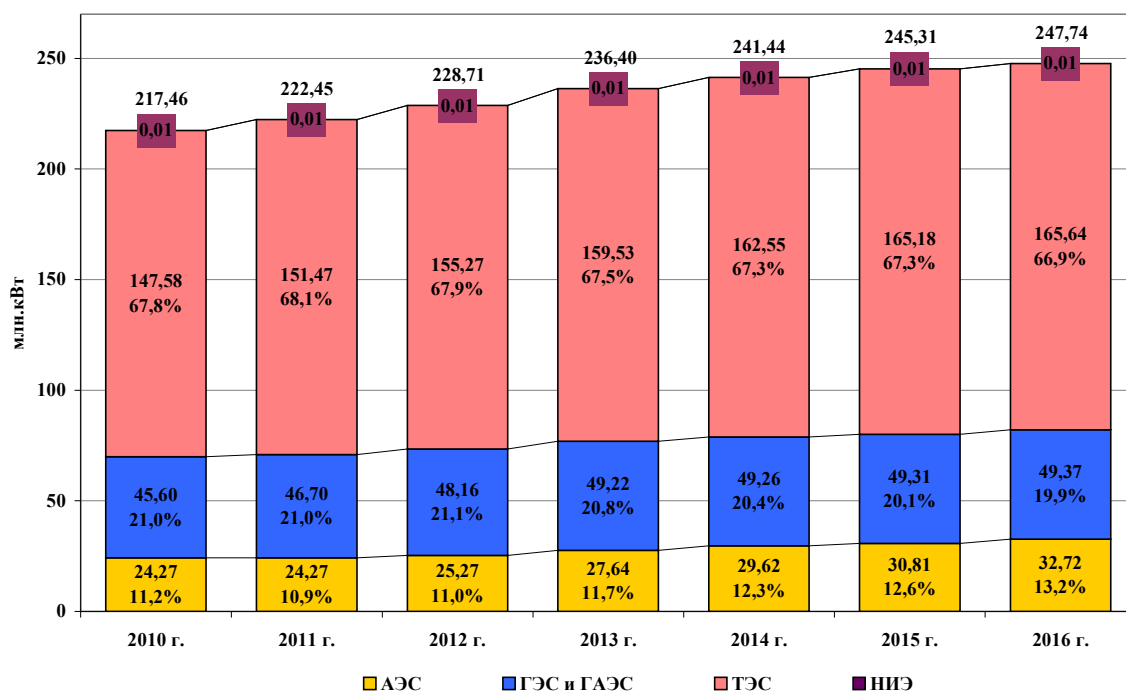
Структура установленной мощности электростанций по ОЭС и ЕЭС России в период 2009-2016 годы представлена в таблице 4.6 и на рис. 4.5.

Таблица 4.6. Установленная мощность электростанций по ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ЕЭС России	217453,8	222445,0	228707,3	236392,8	241430,4	245314,2	247742,0
АЭС	24266,0	24266,0	25266,0	27635,0	29615,0	30814,0	32717,0
ГЭС	44399,8	45499,9	46538,7	47043,2	47075,3	47133,1	47191,2
ГАЭС	1200,0	1200,0	1620,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0
ТЭС	147578,4	151469,5	155273,0	159525,0	162550,5	165177,5	165644,2
в т.ч. ТЭЦ	82745,3	83943,4	85701,9	88352,9	90228,4	90335,4	90302,1
К ЭС	64703,7	67396,7	69441,7	71042,7	72192,7	74712,7	75212,7
Д изельные	107,4	107,4	107,4	107,4	107,4	107,4	107,4
Д етанд .- генер уст.	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
НИЭ	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
ОЭС Северо- Запада	22127,7	22720,9	23305,8	24562,8	24512,3	24612,3	26936,7
АЭС	5760,0	5760,0	5760,0	6930,0	6930,0	6930,0	9250,0
ГЭС	2916,7	2929,9	2942,8	2942,8	2942,8	2942,8	2947,2
ТЭС	13444,8	14024,8	14596,8	14683,8	14633,3	14733,3	14733,3
в т.ч. ТЭЦ	9583,8	9663,8	10235,8	10322,8	10272,3	10372,3	10372,3
К ЭС	3806,3	4306,3	4306,3	4306,3	4306,3	4306,3	4306,3
Д изельные	54,7	54,7	54,7	54,7	54,7	54,7	54,7
НИЭ	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
ОЭС Центра	50624,3	51240,3	52837,3	56086,3	57011,3	58160,3	57569,3
АЭС	11834,0	11834,0	12834,0	14033,0	14033,0	15232,0	14815,0
ГЭС	638,4	648,4	648,4	658,4	658,4	668,4	668,4
ГАЭС	1200,0	1200,0	1620,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ТЭС	36951,9	37557,9	37734,9	39354,9	40279,9	40219,9	40045,9
В т.ч. ТЭЦ	19962,4	20443,4	20605,4	22220,4	22865,4	22945,4	22911,4
ЭС К	16967,5	17092,5	17107,5	17112,5	17392,5	17252,5	17112,5
Д станд .- генер .уст.	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ОЭС Средней Волги	25743,5	26026,0	26256,5	26098,0	26523,5	26520,0	26481,5
АЭС	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	6801,0	6822,5	6838,0	6854,5	6865,0	6886,5	6908,0
ТЭС	14870,3	15131,3	15346,3	15171,3	15586,3	15561,3	15501,3
В т.ч. ТЭЦ	12564,3	12825,3	13040,3	12865,3	13280,3	13255,3	13195,3
ЭС К	2306,0	2306,0	2306,0	2306,0	2306,0	2306,0	2306,0
НИЭ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ОЭС Юга	17866,4	18219,9	18740,4	20184,4	21306,0	21317,3	21738,5
АЭС	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0
ГЭС	5590,1	5621,6	5632,1	6095,1	6116,7	6128,0	6160,2
ГАЭС				140,0	140,0	140,0	140,0
ТЭС	10275,3	10597,3	11107,3	11948,3	11948,3	11948,3	12337,3
В т.ч. ТЭЦ	4409,1	4491,1	5001,1	5316,1	5316,1	5316,1	5305,1
ЭС К	5866,2	6106,2	6106,2	6632,2	6632,2	6632,2	7032,2
НИЭ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
ОЭС Урала	44210,1	45935,2	47305,7	48450,7	50834,7	52933,7	53345,4
АЭС	600,0	600,0	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	1844,3	1853,3	1853,3	1853,3	1853,3	1853,3	1853,3
ТЭС	41763,6	43479,7	44850,2	45995,2	47499,2	49598,2	50009,9
В т.ч. ТЭЦ	16223,4	16399,5	16510,0	16695,0	17439,0	17278,0	17449,7
ЭС К	25540,2	27080,2	28340,2	29300,2	30060,2	32320,2	32560,2
НИЭ	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
В т.ч. Тюменская энергосисте ма	12469,9	13619,9	14479,9	14889,9	15299,9	16719,9	16719,9

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ТЭС	12469,9	13619,9	14479,9	14889,9	15299,9	16719,9	16719,9
В т.ч. ТЭЦ	2394,2	2394,2	2394,2	2394,2	2804,2	2804,2	2804,2
ЭС К	10075,7	11225,7	12085,7	12495,7	12495,7	13915,7	13915,7
ОЭС Сибири	47587,4	49012,3	50977,2	51481,2	51523,2	52076,2	51976,2
ГЭС	23269,3	24284,2	25284,1	25299,1	25299,1	25314,1	25314,1
ТЭС	24318,1	24728,1	25693,1	26182,1	26224,1	26762,1	26662,1
В т.ч. ТЭЦ	16154,0	16264,0	16429,0	16808,0	16740,0	16878,0	16778,0
ЭС К	8118,5	8418,5	9218,5	9328,5	9438,5	9838,5	9838,5
изельные Д	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
ОЭС Востока	9163,8	9159,8	9153,8	9398,8	9588,8	9563,8	9563,8
ГЭС	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0
ТЭС	5823,8	5819,8	5813,8	6058,8	6248,8	6223,8	6223,8
В т.ч. ТЭЦ	3848,3	3856,3	3880,3	4125,3	4315,3	4290,3	4290,3
ЭС К	2099,0	2087,0	2057,0	2057,0	2057,0	2057,0	2057,0
изельные Д	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1



**Рисунок 4.5. Структура установленной мощности на электростанциях
ЕЭС России**

VI. Балансы мощности и электрической энергии ОЭСи ЕЭС России на перспективный период 2010-2016 годы

На основе сопоставления прогнозируемой потребности в генерирующей мощности и изменения установленной мощности электростанций выполнен расчет балансов мощности по ОЭС и ЕЭС России на 2010-2016 годы

Балансы мощности по ОЭС Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга и Урала рассчитаны на час прохождения совмещенного максимума потребления в ЕЭС. По ОЭС Сибири рассмотрены перспективные балансы мощности и на час совмещенного максимума в ЕЭС и на час прохождения собственного максимума ОЭС. Разница этих максимумов в ОЭС Сибири на уровне 2016 года составляет порядка 1,7 млн.кВт. Баланс мощности ОЭС Востока рассчитан по собственному максимуму потребления.

Эффект снижения зимнего максимума потребления ЕЭС из-за одновременности максимумов ОЭС на уровне 2016 года оценивается в размере 3,5 млн.кВт (без учета ОЭС Востока) .

При прогнозируемом изменении потребления электрической энергии максимум нагрузки потребителей ЕЭС России возрастет с ожидаемого 151,5 млн.кВт в 2010 году до 177,3 млн.кВт на уровне 2016 года.

Экспортные поставки из ЕЭС России на уровне 2010 года планируются в объеме 6,2 млн.кВт/21,1 млрд.кВт•ч, в 2016 году- 6,8 млн.кВт/24,4 млрд.кВт•ч (по электрической энергии - сальдо экспорта-импорта).

Нормативный резерв мощности ЕЭС России составляет 16,4 % от максимума нагрузки, нормативный резерв мощности по европейской части ЕЭС – 17 %, ОЭС Сибири – 12 %, ОЭС Востока – 22 %. За рассматриваемый период 2010-2016 годы суммарно по ОЭС величина резерва возрастет на 4,4 млн.кВт и составит, 24,8 млн кВт в 2010 году и 29,2 млн кВт в 2016 году.

Величина прогнозируемых ограничений мощности на электростанциях и неиспользуемой мощности нетрадиционных источников электроэнергии по ЕЭС России оценивается в размере 24,7 млн.кВт в 2010 году и 22,4 млн.кВт в 2016 году.

Суммарно потребность в генерирующей мощности по ЕЭС России в 2010 году составляет 207,2 млн.кВт с ростом к 2016 году до 235,7 млн.кВт.

При расчетах балансов мощности учтены также следующие дополнительные факторы:

- ограничение мощности при вводе генерирующего оборудования после прохождения зимнего максимума нагрузки («вводы 4-го квартала»);
- наличие в отдельные годы «запертой» мощности в ряде регионов, которая из-за отсутствия или недостаточной пропускной способности электрических сетей не может быть выдана в смежные энергосистемы и ОЭС.

Прогноз вводов 4-го квартала после прохождения зимнего максимума на 2010-2016 года сформирован по данным генерирующих компаний и составляет от 2,0 до 5,5 млн.кВт или 36-64 % от годового ввода.

Наличие избытков мощности в ряде энергосистем при отсутствии или недостаточной пропускной способности их внешних электрических связей приводит к наличию «запертой» мощности. В 2010-2016 годах прогнозируется наличие «запертой» мощности в энергосистемах ОЭС Северо-Запада, в Коми, Архангельской и Кольской энергосистемах. Величина «запертой» мощности в 2010 г. оценивается в размере 0,7 млн.кВт и снижается к 2016 году до 0,4 млн.кВт. Избытки мощности ОЭС Востока представлены как дополнительный местный резерв мощности, хотя в результате слабых электрических связей и отсутствия параллельной работы с ЕЭС также могут быть отнесены к «запертой» мощности в ЕЭС России.

Величина мощности, не участвующей в балансе на час прохождения максимума потребления в результате названных дополнительных факторов («запертая мощность» и «вводы 4-го квартала»), по ЕЭС России достигает в отдельные годы 2,6-6,1 млн.кВт, что составляет 1,2-2,5 % от установленной мощности электростанций.

В результате, необходимая для обеспечения балансов установленная мощность электростанций ЕЭС России оценивается 211,5 млн.кВт на уровне 2010 года и 238,8 млн.кВт на уровне 2016 года.

В целом по ЕЭС России установленная мощность электростанций при заданном развитии генерирующих мощностей за период 2010–2016 годы (глава 4) возрастет с отчетной величины 211,8 млн.кВт в 2009 году на 35,8 млн.кВт и составит 247,7 млн.кВт в 2016 году. В структуре установленной мощности за период доля АЭС увеличится с 11,1 % в 2009 году до 13,2 % в 2016 году, доля мощности ГЭС (с ГАЭС и НИЭ) снизится с 21,0 % до 19,9 % в 2016 году, доля ТЭС- с 67,9 % до 66,9 % в 2016 году.

При ожидаемом изменении потребления электрической энергии и вводах генерирующих мощностей баланс мощности ЕЭС в период 2010-2016 годы является избыточным. Покрытие нагрузки будет производиться с фактическим превышением величины нормативного резерва.

В период 2010-2016 годы баланс мощности по ЕЭС России в целом складывается с превышением нормативного резерва на 3,8-8,7 % (избытки мощности изменяются в диапазоне от 6,0 млн.кВт в 2010 г. до 8,9 млн.кВт к 2016 г.).

Баланс мощности по европейской части ЕЭС России складывается также с превышением нормативного резерва на 4,0-9,3 % (избытки мощности изменяются в диапазоне от 4,9 млн.кВт в 2010 г. до 7,9 млн.кВт к 2016 г.).

Вместе с тем, учитывая систематические переносы сроков ввода электростанций и электросетевых объектов, следует отметить, что избытки мощности являются вероятностной величиной и могут существенно сократиться.

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 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 демонтажу оборудования, предложенного генерирующими компаниями, рассматривать вывод из эксплуатации оборудование:

- находящееся в состоянии длительной консервации (учтено в балансах электрической энергии и мощности согласно предложениям ОАО «СО ЕЭС» по выводу из эксплуатации оборудования находящегося в холодном резерве/консервации более одного календарного года);

- удовлетворяющее одновременно двум критериям – введенное в эксплуатацию до 1960 года и имеющее низкие параметры свежего пара (менее 90 кгс/см²).

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

- обеспечение надежного тепло- и электроснабжения 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 новых потребителей.

Перспективные балансы мощности по ОЭС на период 2010–2016 годы приведены в Приложении 2, сводные балансы мощности по ЕЭС России, а также ЕЭС России без ОЭС Востока и по европейской зоне ЕЭС России в таблицах 5.1 - 5.3. Кроме того, в Приложении 3 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов мощности на 2010-2016 годы.

При прогнозируемой потребности в ОЭС Северо-Запада баланс мощности на уровне 2010 года складывается с дефицитом порядка 2 млн.кВт, в том числе около 0,4 млн.кВт в Калининградской энергосистеме до ввода второго энергоблока на Калининградской ТЭЦ-2. В период 2011-2013 годы и на уровне 2016 года дефицит мощности в ОЭС Северо-Запада оценивается 0,6-0,8 млн.кВт, покрытие которого может быть обеспечено за счет получения мощности из ОЭС Центра. В 2014-2015 годы ОЭС Северо-Запада практически самобалансируется.

В балансах мощности ОЭС Юга до 2015 года ожидается дефицит мощности в размере 0,4-0,9 млн.кВт, покрытие которого будет обеспечиваться за счет получения мощности из ОЭС Центра и Средней Волги. В 2015-2016 годы баланс мощности ОЭС Юга самобалансируется.

В ОЭС Центра, Средней Волги и Урала при заданном развитии электростанций балансы мощности в период 2010-2016 годы складываются с превышением нормативного резерва. При этом переток мощности и электрической энергии из ОЭС Центра в ОЭС Средней Волги в размере порядка 0,7-1,0 млн.кВт / 5,0-6,5 млрд кВт•ч определяется дефицитом Нижегородской энергосистемы, большая доля которого покрывается из ОЭС Центра.

Таблица 5.1. Баланс мощности ЕЭС России

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн кВт•ч	95908 8,0	97973 1,0	10091 44,0	10437 57,0	10690 43,0	11057 59,0	11483 35,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,0	2,2	3,0	3,4	2,4	3,4	3,9
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	15153 4,0	15421 1,0	15809 5,0	16279 0,0	16626 0,0	17110 3,0	17732 5,0
Число часов использования максимума	час	6329	6353	6383	6412	6430	6463	6476
Экспорт мощности	тыс. кВт	6200, 0	6500, 0	6540, 0	6580, 0	6620, 0	6800, 0	6800, 0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс. кВт	6200, 0	6500, 0	6540, 0	6580, 0	6620, 0	6800, 0	6800, 0
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	24811 ,0	25443 ,0	26064 ,0	26782 ,0	27325 ,0	28128 ,0	29161 ,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	16,4	16,5	16,5	16,5	16,4	16,4	16,4
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	24696 ,8	24615 ,3	24635 ,2	21622 ,4	22169 ,2	22001 ,0	22412 ,3
Недоиспольз. мощн. НИЭ	тыс. кВт	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ИТОГО потребность	тыс. кВт	20724 7,8	21077 5,3	21534 0,2	21778 0,4	22238 0,2	22803 8,0	23570 4,3
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс. кВт	21745 3,8	22244 5,0	22870 7,3	23639 2,8	24143 0,4	24531 4,2	24774 2,0
АЭС	тыс. кВт	24266 ,0	24266 ,0	25266 ,0	27635 ,0	29615 ,0	30814 ,0	32717 ,0
ГЭС	тыс. кВт	45599 ,8	46699 ,9	48158 ,7	49223 ,2	49255 ,3	49313 ,1	49371 ,2
ТЭС	тыс. кВт	14757 8,4	15146 9,5	15527 3,0	15952 5,0	16255 0,5	16517 7,5	16564 4,2
нетрадиционные	тыс. кВт	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6

Вводы мощности 4-го кв.	тыс. кВт	3502, 0	2003, 3	3133, 1	5474, 8	3980, 0	4049, 0	2705, 0
Запертая мощность	тыс. кВт	720,0	640,0	620,0	600,0	600,0	540,0	400,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс. кВт	21323 1,8	21980 1,7	22495 4,2	23031 8,0	23685 0,4	24072 5,2	24463 7,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕ ФИЦИТ(-)	тыс. кВт	5984, 0	9026, 4	9614, 0	12537 ,6	14470 ,2	12687 ,2	8932, 7
Импорт мощности	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности	тыс. кВт							
Передача мощности	тыс. кВт							
Исключение из участия в балансе Николаевской ТЭЦ	тыс. кВт	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6
ИЗБЫТОК(+)/ДЕ ФИЦИТ(-)	тыс. кВт	5853, 4	8895, 8	9483, 4	12407 ,0	14339 ,6	12556 ,6	8802, 1
Фактический резерв мощности	тыс. кВт	30664 ,4	34338 ,8	35547 ,4	39189 ,0	41664 ,6	40684 ,6	37963 ,1
То же в % к суммарному максимуму	%	20,2	22,3	22,5	24,1	25,1	23,8	21,4

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум, ОЭС Востока - на собственный максимум

Таблица 5.2. Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн кВт•ч	93022 8,0	95016 8,0	97850 1,0	10121 90,0	10365 41,0	10717 79,0	11124 62,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,0	2,1	3,0	3,4	2,4	3,4	3,8
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	14637 3,0	14896 6,0	15266 7,0	15720 6,0	16051 9,0	16511 1,0	17101 5,0
Число часов использования максимума	час	6355	6378	6409	6439	6457	6491	6505
Экспорт мощности	тыс. кВт	5900, 0	5900, 0	5900, 0	5900, 0	5900, 0	6050, 0	6050, 0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс. кВт	5900, 0	5900, 0	5900, 0	5900, 0	5900, 0	6050, 0	6050, 0
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	23674 ,0	24290 ,0	24869 ,0	25554 ,0	26062 ,0	26809 ,0	27773 ,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	16,2	16,3	16,3	16,3	16,2	16,2	16,2
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	23449 ,8	23371 ,3	23394 ,2	20289 ,4	20792 ,2	20600 ,0	20907 ,3
Недоиспольз. мощн. НИЭ	тыс. кВт	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ИТОГО потребность	тыс. кВт	19940 2,8	20253 3,3	20683 6,2	20895 5,4	21327 9,2	21857 6,0	22575 1,3
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс. кВт	20815 9,4	21315 4,6	21942 2,9	22686 3,4	23171 1,0	23561 9,8	23804 7,6
АЭС	тыс. кВт	24266 ,0	24266 ,0	25266 ,0	27635 ,0	29615 ,0	30814 ,0	32717 ,0
ГЭС	тыс. кВт	42259 ,8	43359 ,9	44818 ,7	45883 ,2	45915 ,3	45973 ,1	46031 ,2
ТЭС	тыс. кВт	14162 4,0	14551 9,1	14932 8,6	15333 5,6	15617 1,1	15882 3,1	15928 9,8
нетрадиционные	тыс. кВт	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Вводы мощности	тыс.	3502,	2003,	3133,	5474,	3980,	4049,	2705,

4-го кв.	кВт	0	3	1	8	0	0	0
Запертая мощность	тыс. кВт	720,0	640,0	620,0	600,0	600,0	540,0	400,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс. кВт	20393 7,4	21051 1,3	21566 9,8	22078 8,6	22713 1,0	23103 0,8	23494 2,6
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	4534, 6	7978, 0	8833, 6	11833 ,2	13851 ,8	12454 ,8	9191, 3
Импорт мощности	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности	тыс. кВт							
Передача мощности	тыс. кВт							
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	4534, 6	7978, 0	8833, 6	11833 ,2	13851 ,8	12454 ,8	9191, 3
Фактический резерв мощности	тыс. кВт	28208 ,6	32268 ,0	33702 ,6	37387 ,2	39913 ,8	39263 ,8	36964 ,3
То же в % к суммарному максимуму	%	19,3	21,7	22,1	23,8	24,9	23,8	21,6

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум

Таблица 5.3. Баланс мощности европейской зоны ЕЭС России

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн к Вт•ч	72607 3,0	74013 8,0	76012 9,0	77936 5,0	79473 7,0	82484 5,0	85982 4,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	1,9	2,7	2,5	2,0	3,8	4,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. к Вт	11643 2,0	11818 0,0	12082 5,0	12342 2,0	12553 5,0	12945 4,0	13455 2,0
Число часов использования максимума	час	6236	6263	6291	6315	6331	6372	6390
Экспорт мощности	тыс. к Вт	5700, 0	5700, 0	5700, 0	5700, 0	5700, 0	5850, 0	5850, 0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс. к Вт	5700, 0	5700, 0	5700, 0	5700, 0	5700, 0	5850, 0	5850, 0
Нормируемый резерв мощности	тыс. к Вт	19901 ,0	20422 ,0	20869 ,0	21309 ,0	21666 ,0	22330 ,0	23191 ,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. к Вт	10495 ,7	10629 ,7	10756 ,0	11164 ,0	11317 ,8	11126 ,6	11434 ,9
Недоиспольз. мощн. НИЭ	тыс. к Вт	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ИТОГО потребность	тыс. к Вт	15253 4,7	15493 7,7	15815 6,0	16160 1,0	16422 4,8	16876 6,6	17503 3,9
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс. к Вт	16057 2,0	16414 2,3	16844 5,7	17538 2,2	18018 7,8	18354 3,6	18607 1,4
АЭС	тыс. к Вт	24266 ,0	24266 ,0	25266 ,0	27635 ,0	29615 ,0	30814 ,0	32717 ,0
ГЭС	тыс. к Вт	18990 ,5	19075 ,7	19534 ,6	20584 ,1	20616 ,2	20659 ,0	20717 ,1
ТЭС	тыс. к Вт	11730 5,9	12079 1,0	12363 5,5	12715 3,5	12994 7,0	13206 1,0	13262 7,7
нетрадиционные	тыс. к Вт	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6

Вводы мощности 4-го кв.	тыс. к Вт	2405, 1	1455, 0	1943, 8	5084, 8	3870, 0	3929, 0	2705, 0
Запертая мощность	тыс. к Вт	720,0	640,0	620,0	600,0	600,0	540,0	400,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс. к Вт	15744 6,9	16204 7,3	16588 1,9	16969 7,4	17571 7,8	17907 4,6	18296 6,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/Д ЕФИЦИТ(-)	тыс. к Вт	4912, 2	7109, 6	7725, 9	8096, 4	11493 ,0	10308 ,0	7932, 5
Импорт мощности	тыс. к Вт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности	тыс. к Вт							
Передача мощности в ОЭС Сибири	тыс. к Вт	400,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
ИЗБЫТОК(+)/Д ЕФИЦИТ(-)	тыс. к Вт	4512, 2	6909, 6	7525, 9	7896, 4	11293 ,0	10108 ,0	7732, 5
Фактический резерв мощности	тыс. к Вт	24413 ,2	27331 ,6	28394 ,9	29205 ,4	32959 ,0	32438 ,0	30923 ,5
То же в % к суммарному максимуму	%	21,0	23,1	23,5	23,7	26,3	25,1	23,0

В Тюменской энергосистеме дефицит резервной мощности на час прохождения собственного максимума ожидается на уровне 2010-2012 годы и оценивается порядка 1,3 млн.кВт в 2010 году, снижаясь к 2012 году до 0,1 млн.кВт. Покрытие дефицита может быть обеспечено из избыточных энергосистем ОЭС Урала. В последующий период до 2016 года Тюменская энергосистема при заданном развитии электростанций самобалансируется с незначительными избытками 0,1–0,7 млн.кВт.

Для надежного электроснабжения потребителей на территории Тюменской энергосистемы предусмотрен ввод мощности 5121 МВт за период 2010-2016 годы, в том числе на ТЭС в Тарко-Сале (2хПГУ-300).

В балансе мощности ОЭС Сибири в 2010 году на час прохождения максимума нагрузки ЕЭС дефицит резервной мощности составит 0,4 млн.кВт, с 2011 года ОЭС Сибири становится избыточной. На час прохождения собственного максимума дефицит мощности в 2010 году достигает 1,9 млн.кВт, и может быть частично покрыт из ЕЭС России по линии Томск-Нижевартовск (порядка 0,2 млн.кВт) и по электрическим связям Урал-Казахстан-Сибирь (порядка 1,0 млн.кВт). В рассматриваемый период 2010-2016 годы планируется восстановление Саяно-Шушенской ГЭС, строительство Богучанской ГЭС и ввод

около 2,6 млн.кВт на тепловых электростанциях. При принятом развитии электростанций дефицит мощности в ОЭС Сибири на час собственного максимума будет сокращаться и составит в период 2011-2012 годы 0,4-0,6 млн.кВт, в 2013-2015 годы баланс мощности ОЭС Сибири будет складываться с избытком, но к 2016 году возможно возникновение дефицита 0,5 млн.кВт.

Баланс мощности ОЭС Востока до 2015 года складывается с превышением нормативного резерва (22 %) на 1,7-18 %. К 2016 году в ОЭС Сибири баланс складывается с дефицитом мощности в размере около 0,3 млн.кВт. Из чего следует, что для обеспечения экспортных поставок в рамках 1 этапа широкомасштабного экспорта в Китай на уровне 2016 г. потребуется ввод дополнительных экспортно-ориентированных генерирующих мощностей, в качестве которых может рассматриваться Хабаровская ПГУ, мощностью 400 МВт.

Балансы электрической энергии по ЕЭС и ОЭС России сформированы с учетом следующих расчетных условий:

– выработка электрической энергии по гидроэлектростанциям учтена среднесезонной величиной. Для ОЭС Сибири и Востока с большой долей ГЭС в структуре генерирующих мощностей выполнен также расчет на маловодные условия;

– выработка атомных электростанций определена по предложениям ОАО «Концерн Энергоатом» по прогнозу выработки электрической энергии на действующих АЭС в 2010-2020 годы, а также в соответствии со Сценарными условиями для расчёта прогнозных показателей работы атомных станций. Годовое число использования располагаемой мощности АЭС при их базисной и эффективной загрузке составило в ЕЭС в рассматриваемый период 6 900-7 300 часов (в первый год эксплуатации энергоблока на АЭС – 3 500 часов).

Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России приведена в таблице 5.4.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России возрастет на 219,8 млрд.кВт•ч: с 957,1 млрд кВт•ч в 2009 году до 1 176,9 млрд.кВт•ч в 2016 году. Прирост выработки будет обеспечен на 25 % от АЭС, 67 % от ТЭС и около 8 % от ГЭС и НИЭ.

Таблица 5.4. Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России

ОЭС	Единицы измерения	ФАКТ				ПРОГНОЗ											
		2009 г.				2010 г.				2012 г.				2016 г.			
		АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего
Северо-Запада	млрд кВт·ч	36,4	14,0	47,2	97,6	39,2	12,3	49,9	101,3	42,7	12,2	53,1	108,1	48,7	12,2	54,1	115,0
	%	37,3	14,3	48,4	100,0	38,7	12,1	49,2	100,0	39,5	11,3	49,2	100,0	42,3	10,6	47,0	100,0
Центра	млрд кВт·ч	83,1	4,1	137,6	224,8	81,8	3,4	147,6	232,7	87,0	3,6	145,1	235,7	106,5	4,4	160,7	271,6
	%	37,0	1,8	61,2	100,0	35,1	1,4	63,4	100,0	36,9	1,5	61,6	100,0	39,2	1,6	59,2	100,0
Средней Волги	млрд кВт·ч	31,7	22,7	55,4	109,8	30,5	19,9	52,0	102,4	29,2	19,9	54,7	103,9	30,1	19,9	66,0	116,0
	%	28,9	20,7	50,5	100,0	29,8	19,5	50,8	100,0	28,1	19,2	52,7	100,0	25,9	17,2	56,9	100,0
Юга	млрд кВт·ч	8,3	20,8	40,2	69,3	11,2	20,1	46,9	78,3	14,8	20,4	50,5	85,8	23,6	21,7	56,3	101,6
	%	12,0	30,0	58,0	100,0	14,3	25,7	60,0	100,0	17,3	23,8	58,9	100,0	23,2	21,3	55,4	100,0
Урала	млрд кВт·ч	4,0	5,9	223,1	233,0	3,6	4,9	232,1	240,6	4,0	4,9	243,4	252,3	10,6	4,9	267,9	283,4
	%	1,7	2,5	95,8	100,0	1,5	2,0	96,5	100,0	1,6	1,9	96,5	100,0	3,7	1,7	94,5	100,0
в т.ч. Тюменская энергосистема	млрд кВт·ч	0,0	0,0	83,8	83,8	0,0	0,0	85,5	85,5	0,0	0,0	88,7	88,7	0,0	0,0	97,6	97,6
	%	0,0	0,0	100,0	100,0	0,0	0,0	100,0	100,0	0,0	0,0	100,0	100,0	0,0	0,0	100,0	100,0
Европейская часть	млрд кВт	163,	67,5	503,	734,	166,	60,5	528,	755,	177,	61,1	546,	785,7	219,	63,1	605,	887,7

ЕЭС	Т•ч	5		5	5	3		4	3	7		9		5		1	
	%	22,3	9,2	68,6	100,0	22,0	8,0	70,0	100,0	22,6	7,8	69,6	100,0	24,7	7,1	68,2	100,0
Сибири	млрд кВт Т•ч	0,0	89,0	104,4	193,4	0,0	81,3	116,1	197,4	0,0	101,0	114,6	215,6	0,0	108,8	140,0	248,8
	%	0,0	46,0	54,0	100,0	0,0	41,2	58,8	100,0	0,0	46,9	53,1	100,0	0,0	43,7	56,3	100,0
Востока	млрд кВт Т•ч	0,0	10,3	18,9	29,2	0,0	12,0	18,1	30,1	0,0	12,0	22,5	34,5	0,0	12,0	28,4	40,4
	%	0,0	35,3	64,7	100,0	0,0	39,9	60,1	100,0	0,0	34,8	65,2	100,0	0,0	29,7	70,3	100,0
ЕЭС России всего	млрд кВт Т•ч	163,5	166,8	626,8	957,1	166,3	153,8	662,6	982,7	177,7	174,1	684,0	1035,8	219,5	183,9	773,5	1176,9
	%	17,1	17,4	65,5	100,0	16,9	15,7	67,4	100,0	17,2	16,8	66,0	100,0	18,7	15,6	65,7	100,0

В таблице 5.5 приведена укрупненная структура изменения производства электрической энергии в ЕЭС России по типам электростанций в рассматриваемый период:

Таблица 5.5. Укрупнённая структура производства электрической энергии в ЕЭС России

	Единицы измерения	Выработка эл. энергии 2009 г.	Прирост за 2010-2016	Выработка э/э 2016 г.
Всего, в т.ч.	млрд кВт•ч	957,1	219,8	1176,9
	%	100,0	100,0	100,0
АЭС	млрд кВт•ч	163,5	56,0	219,5
	%	17,1	25,5	18,7
ГЭС и НИЭ	млрд кВт•ч	166,8	17,1	183,9
	%	17,4	7,8	15,6
ТЭС	млрд кВт•ч	626,8	146,7	773,5
	%	65,5	66,7	65,7

В прогнозируемой структуре производства электрической энергии ЕЭС доля АЭС увеличится с 16,9 % в 2010 году до 18,7 % в 2016 году, доля ГЭС снизится с 15,7 % до 15,6 %, а доля ТЭС с 67,4 % до 65,7 % (таблица 5.4).

В целом по ЕЭС России баланс электрической энергии в период 2010-2016 годы обеспечивается при следующих годовых числах часов использования располагаемой мощности (таблица 5.6, с округлением):

Таблица 5.6. Число часов использования мощности электростанций ЕЭС России

	Годовое число часов использования располагаемой мощности электростанций ЕЭС								
	ФАКТ		ПРОГНОЗ						
	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
АЭС	6900	7000	6900	7100	7000	7300	7100	7100	7200
ТЭС	5100	4600	4700	4600	4600	4600	4600	4700	4800

Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС на период 2010–2016 годы приведены в Приложении 4, сводный баланс электрической энергии по ЕЭС России — в таблице 5.7. Кроме того, в Приложении 5 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов электрической энергии на 2010-2016 годы

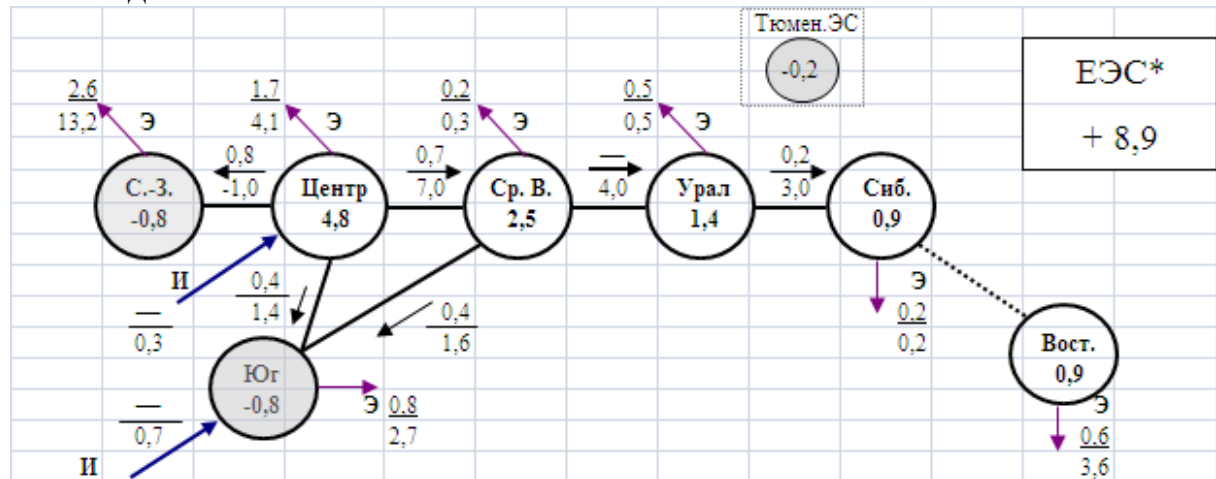
Схемы балансовых перетоков мощности на час прохождения зимнего максимума нагрузки ЕЭС и электрической энергии за год между ОЭС в период 2010-2016 годы представлены на рисунках 5.1 – 5.2.

Таблица 5.7. Баланс электрической энергии ЕЭС России

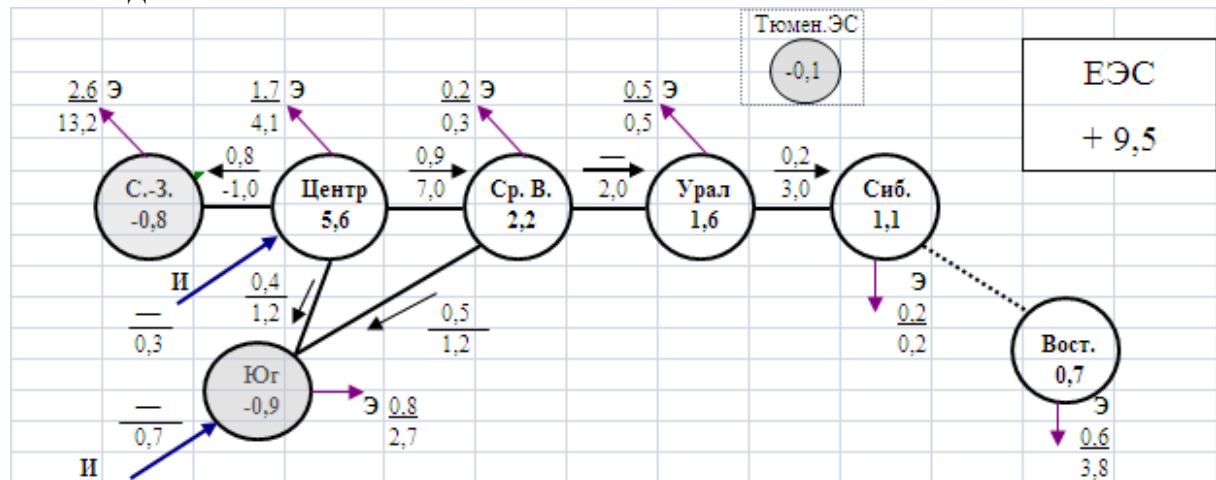
Наименование	Единицы измерения	ФАКТ		ПРОГНОЗ						
		2008 г.	2009г.	2010 г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт•ч	987,11	940,25	959,088	979,731	1009,144	1043,757	1069,043	1105,759	1148,335
Заряд ГАЭС	млрд кВт•ч	2,58	2,58	2,580	2,580	2,950	3,419	4,200	4,200	4,200
Экспорт	млрд кВт•ч	29,23	27,49	22,070	24,470	24,695	24,920	25,145	25,370	25,370
Импорт	млрд кВт•ч	12,38	13,21	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020
Потребность в электрической энергии	млрд кВт•ч	1006,54	957,11	982,718	1005,761	1035,769	1071,076	1097,368	1134,309	1176,885
Производство электрической энергии- всего	млрд кВт•ч	1006,54	957,11	982,718	1005,761	1035,769	1071,076	1097,368	1134,309	1176,885
ГЭС	млрд кВт•ч	156,61	166,76	153,847	168,823	174,083	179,423	183,896	183,896	183,896
АЭС	млрд кВт•ч	162,46	163,52	166,300	172,100	177,700	185,300	195,100	210,500	219,500
ТЭС-всего	млрд кВт•ч	687,47	626,83	662,564	664,831	683,979	706,346	718,365	739,906	773,482
нетрадиционные	млрд кВт•ч	0,01	0,01	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Располагаемая мощность- всего	МВт	195248,6	189849,2	196709,4	203780,8	210551,4	216995,0	223474,6	227262,6	230525,1
ГЭС	МВт	37145,1	30062,0	32938,0	35097,4	38042,3	40039,5	40513,0	40557,8	40633,2
АЭС	МВт	23411,0	23411,0	24231,0	24231,0	25231,0	25231,0	27600,0	29580,0	30362,0
ТЭС-всего	МВт	134684,1	136368,7	139532,9	144444,9	147270,6	151717,0	155354,1	157117,3	159522,4
нетрадиционные	МВт	8,4	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5

е										
Число часов использования располагаемой мощности										
АЭС	час/год	6940	6985	6863	7102	7043	7344	7069	7116	7229
ТЭС-всего	час/год	5104	4597	4748	4603	4644	4656	4624	4709	4849
нетрадиционны е	час/год	643	720	1020	1020	1020	1020	1020	1020	1020

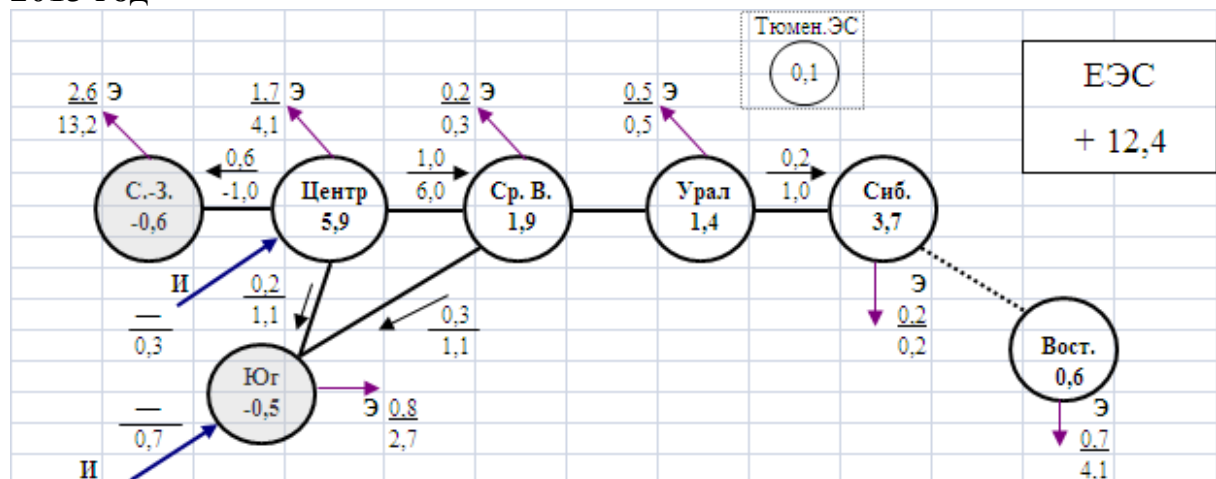
2011 год



2012 год



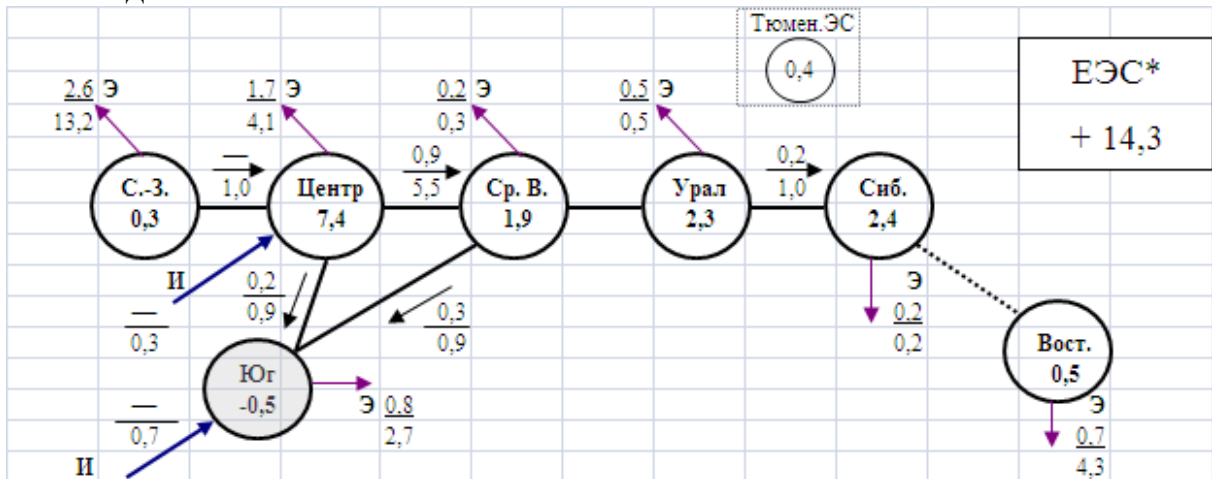
2013 год



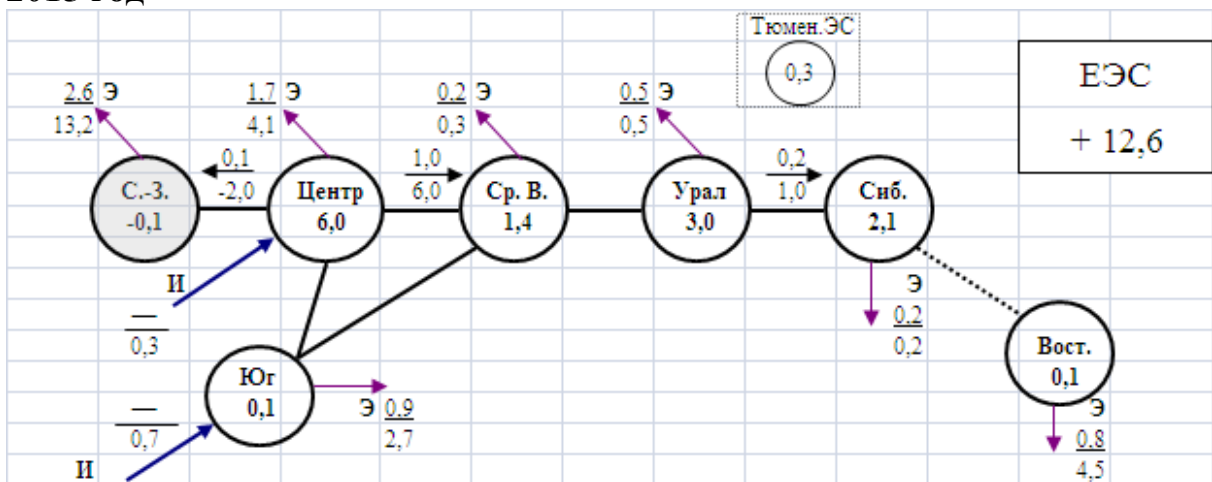
Условные обозначения:

- Рисунок 5.1. Балансовые дефициты (-), избытки (+) мощности по ОЭС и**
- $\frac{0,9}{7,5}$ - направление и величина потока: в числителе величина мощности (млн.кВт), в знаменателе показатель электрической энергии (млрд.кВтч)
 - (+) избыток, (-) дефицит мощности в ОЭС без учёта межсистемных перетоков на час прохождения максимальной нагрузки в ЕЭС России (без ОЭС Востока), по ОЭС Востока - на час собственного максимума
 - (+) избыток, (-) дефицит мощности в Тюменской энергосистеме на час собственного максимума
 - Э, И - экспорт и импорт мощности, млн.кВт/ электрической энергии, млрд.кВтч

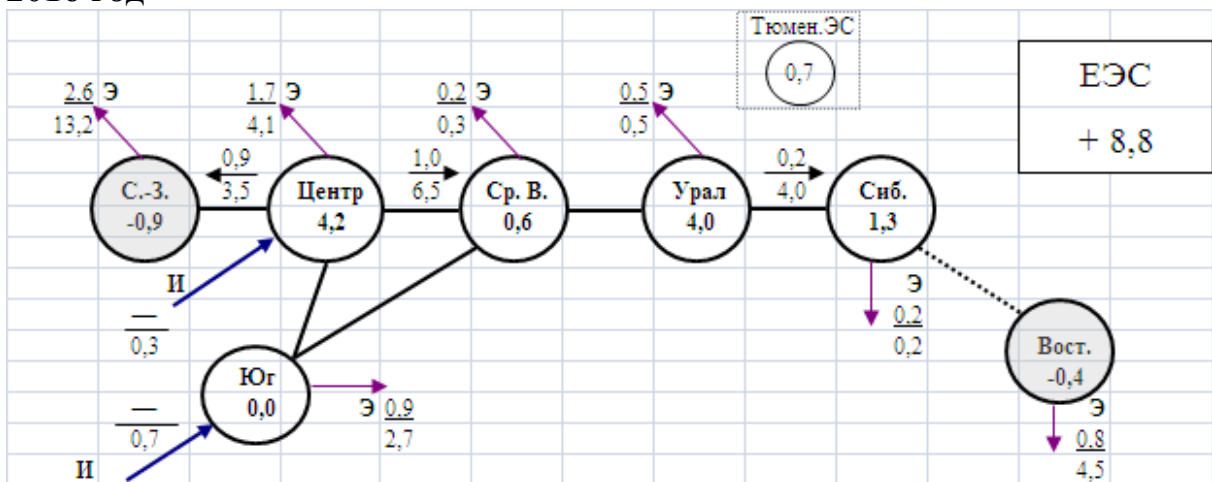
2014 год



2015 год



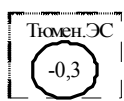
2016 год



Условные обозначения:

$$\frac{0,9}{7,5}$$

- направление и величина потока: в числителе величина мощности (млн.кВт), в знаменателе показатель электрической энергии (млрд.кВтч)



Э, И

- (+) избыток, (-) дефицит мощности в ОЭС без учёта межсистемных перетоков на час прохождения максимальной нагрузки в ЕЭС России (без ОЭС Востока), по ОЭС Востока - на час собственного максимума
 - (+) избыток, (-) дефицит мощности в Тюменской энергосистеме на час собственного максимума

- экспорт и импорт мощности, млн.кВт/электрической энергии ,
млрд.кВтч

**Рисунок 5.2. Балансовые дефициты (-), избытки (+) мощности по ОЭС и
перетоки мощности и электрической энергии**

VII. Прогноз спроса на топливо организаций электроэнергетики (по электростанциям ЕЭС России) без учета децентрализованных источников

Прогноз потребности тепловых электростанций России в органическом топливе формируется, исходя из намечаемых уровней производства электрической и тепловой энергии (таблица 6.1).

Таблица 6.1. Производство электрической и тепловой энергии на ТЭС ЕЭС России в 2010-2016 годы

	ФАКТ		ПРОГНОЗ						
	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Выработка эл.эн., млрд кВт•ч	687,5	626,8	662,6	664,8	684	706,3	718,4	739,9	773,5
Выработка эл.эн., млрд кВт•ч *)	687,5	626,8	672	678,6	698,1	720,7	735,6	757,2	790,5
Отпуск тепла ТЭС, млн Гкал	614,1	611,2	622,6	639,6	653,2	665,5	674,5	683,6	688,9

*) Вариант с гарантированной выработкой на ТЭС Сибири и Востока при маловодных условиях

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

Потребность в тепловой энергии рассчитана на основе прогнозов генерирующих компаний, полученных в 2008-2009 годы Прирост отпуска тепла от ТЭС обусловлен как ростом потребления тепловой энергии, так и переключением нагрузок с котельных на ТЭЦ.

Сводная характеристика изменения спроса на органическое топливо тепловых электростанций ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) для рассматриваемого варианта представлена в таблице 6.2.

Таблица 6.2. Потребность тепловых электростанций ЕЭС России в органическом топливе в 2010-2016годы

	ФАКТ		ПРОГНОЗ						
	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Расход топлива, тыс.тут	303318	28038	29305	29234	29791	30491	30722		
Газ	207090	19230	19941	20054	20483	20725	20821		
Нефтетопливо	5324	5399	5123	4069	3853	3819	3798		
Прочее топливо	9141	8477	8576	8824	8862	8852	8892		
Уголь	81763	74198	79950	78907	80373	84987	86324		

В варианте с гарантированной выработкой на ГЭС Сибири и Востока при маловодных условиях дополнительно потребуется топлива в 2010г. 3,5 млн т топлива (из них на ГЭС ОЭС Сибири 2,5 млн т, на ГЭС ОЭС Востока 1 млн т, в 2011-2012годы 5,1 млн т (соответственно 4 млн т и 1,1 млн т), в 2013 г. 5,3 млн т (4,1 млн т и 1,2 млн т), в 2014-2016 годы 6,4 млн т (5 млн т и 1,4 млн т).

Характеристика потребности тепловых электростанций в различных видах органического топлива по ОЭС приведена в таблице 6.3.

Таблица 6.3. Потребность тепловых электростанций в органическом топливе по ОЭС в 2010-2016 годы

ОЭС	Годы	Расход топлива, тыс.тут	Газ	Нефте-топливо	Прочее топливо	Уголь
ОЭС Северо-Запада	2008	25286	18457	2415	1814	2600
	2009	24347	17743	2708	1484	2412
	2010	25512	18991	2422	1622	2477
	2011	25800	20122	1470	1715	2493
	2012	26059	20129	1484	1773	2674
	2013	26853	20849	1506	1813	2685
	2014	26346	20318	1510	1836	2682
	2015	25964	19895	1499	1862	2708
	2016	26604	20468	1506	1885	2745
ОЭС Центра	2008	64267	56245	443	3199	4381
	2009	58310	51351	391	2970	3598
	2010	58 310	51 351	391	2 969	3 598
	2011	61 254	53 758	401	2 878	4 216
	2012	60 284	52 854	372	3 090	3 967
	2013	58940	51564	349	2980	4047
	2014	58133	50626	311	2984	4212
	2015	58863	51174	296	3002	4392
	2016	63622	55476	317	3026	4804
ОЭС Средней Волги	2008	31872	30947	810	51	64
	2009	29020	28043	846	54	77
	2010	27 690	26 794	767	51	77
	2011	28159	27258	773	51	77
	2012	29071	28214	729	51	77
	2013	29074	28231	716	50	77
	2014	29876	29013	734	51	77
	2015	31458	30569	760	52	77
	2016	33360	32437	789	55	78
ОЭС Юга	2008	18376	15823	308	31	2213

ОЭС	Годы	Расход	Газ	Нефте-	Прочее	Уголь
	2009	топлива	14635	топливо	топливо	1958
	2010	19030	16441	222	30	2337
	2011	18684	16224	178		2282
	2012	19690	17254	176		2260
	2013	20741	17996	176		2569
	2014	20620	18054	165		2401
	2015	21327	18646	173		2508
	2016	20688	18161	163		2365
ОЭС Урала	2008	97094	79935	696	1698	14765
	2009	91357	74968	676	1615	14098
	2010	95023	77627	671	1645	15080
	2011	95422	78036	670	1645	15071
	2012	97327	79998	670	1645	15014
	2013	98484	80937	671	1645	15232
	2014	98529	81774	671	1645	14439
	2015	99978	83367	682	1645	14284
	2016	100944	84701	681	1645	13918
ОЭС Сибири	2008	56550	4038	346	2349	49817
	2009	51118	4051	292	2326	44449
	2010	55 516	4 174	347	2 348	48 647
	2011	53 730	3 989	341	2 323	47 077
	2012	55 124	4 131	354	2 341	48 297
	2013	59345	4438	362	2364	52182
	2014	61786	5155	366	2376	53889
	2015	63719	5701	375	2388	55254
	2016	64525	6044	384	2396	55701
ОЭС Востока	2008	9873	1644	307		7923
	2009	9403	1517	280		7607
	2010	9034	1625	293		7115
	2011	10271	2066	265		7940
	2012	10827	2528	79		8220
	2013	11480	3245	39		8195
	2014	11934	3271	39		8624
	2015	12650	3815	34		8801
	2016	13322	4051	35		9236

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

9. Принятые сокращения

АДВ	автоматическая дозировка (управляющих) воздействий
АЛАР	автоматическая ликвидация асинхронного режима
АОПН	автоматическое ограничения 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 энергосистемы
АРН	автоматическое регулирование напряжения
АРПМ	автоматика разгрузки при перегрузке передачи по активной мощности
АРЧМ	автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности
АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическим процессом подстанции, электростанции
АТ	автотрансформатор
АТС	автоматическая телефонная станция
АЧР	автоматика частотной разгрузки
ВОЛС	волоконная оптическая линия связи
ДЗЛ	дифференциальная защита линии
ДЗШ	дифференциальная защита сборных шин
ДФЗ	дифференциально-фазная защита
ЗНР	защита от неполнофазного режима
ИУ	исполнительное устройство противоаварийной автоматики
КЗ	короткое замыкание
КЛС	кабельная линия связи
КПР	контроль предшествующего режима
ЛЭП	линия электропередачи
ОАПВ	однофазное автоматическое повторное включение
ПА	противоаварийная автоматика
ПО	пусковой орган противоаварийной автоматики
САОН	специальная автоматика отключения нагрузки
СВ	секционный выключатель
СМНР	система мониторинга переходных режимов в энергосистеме
Т	трансформатор

ТАПВ	трехфазное автоматическое повторное включение
ТН	трансформатор напряжения
ТТ	трансформатор тока
УВ	управляющее воздействие
УПАСК	устройство передачи аварийных сигналов и команд
УРОВ	устройство резервирования отказа выключателей
УТАПВ	ускоренное трехфазное автоматическое повторное включение
УТМ	устройство телемеханики
ФОб	фиксация отключения блока
Фол	фиксация отключения линии
Фот	фиксация отключения трансформатора
ЦС	централизованная система
ЦСПА	централизованная система противоаварийной автоматики
ЧАПВ	частотное автоматическое повторное включение
ШР	шунтирующий реактор
ШСВ	шиносоединительный выключатель

10. При строительстве, реконструкции объектов электроэнергетики, предусмотренных программой (схемой) развития ЕЭС России рекомендуется обеспечение:

- наблюдаемости и управляемости режимов работы объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства;
- повышения надежности функционирования ЕЭС России путем создания (модернизации) систем противоаварийного и режимного управления

11. Для повышения наблюдаемости и управляемости ЕНЭС и объектов распределения электросетевого хозяйства организациями по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью, ОАО «Холдинг МРСК» и другими субъектами электроэнергетики планируется модернизация систем сбора и передачи информации (ССПИ).
12. Модернизация ССПИ предусматривается инвестиционными программами организаций по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью, сетевых организаций, являющихся дочерними и зависимыми обществами ОАО «Холдинг МРСК» (далее – ДЗО ОАО «Холдинг МРСК»), и других субъектов электроэнергетики, а также документами организаций, определяющими техническую политику компаний в указанной сфере.
13. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2010-2016 годы планируется реализация следующих проектов по развитию систем противоаварийной и режимной автоматики:
 - Создание системы ЦСПА нового поколения в ОЭС Востока;
 - Создание иерархической системы АРЧМ в Европейской части ЕЭС России с подключением энергоблоков ТЭС и ГЭС от 100 МВт и более;
 - Создание программно-аппаратных комплексов ЦС АРЧМ Востока и Сибири;
 - Разработка проектов реконструкции и модернизации противоаварийной автоматики в операционных зонах филиалов Системного оператора Единой энергетической системы России (далее Системный Оператор) РДУ;
 - Развитие ЦСПА ОЭС Юга путём установки трёх низовых устройств на ПС 500 кВ Тихорецк, ПС 500 кВ Шахты и ПС 500 кВ Чирюрт.
 - Ввод ЦСПА ОЭС Сибири с интеграцией в него комплекса ПА ПС Итатская.
 - Создание узлового комплекса на Саяно-Шушенской ГЭС.
 - Модернизация узловых комплексов ПА на ПС Тагил и ПС Калино в связи с вводом ВЛ 500 кВ Северная – БАЗ.
 - Модернизация узлового комплекса ПА Калининской АЭС в связи с вводом четвёртого блока указанной АЭС.
 - Модернизация ЦСПА ОЭС Урала и ЦСПА ОЭС Сибири в связи с вводом ВЛ 500 кВ Восход – Ишим – Курган.

14. При создании (модернизации) ССПИ и технологической связи, систем противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, в том числе, осуществляемом при строительстве (реконструкции) объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, включенных в настоящую Программу, рекомендуется обеспечение следующих характеристик указанных систем технологического управления.

15. Рекомендации к противоаварийной автоматике, выполняющей функции системного значения.

16. Рекомендации к ПА в сети 330-750 кВ.

В системообразующей сети 330-750 кВ для обеспечения надёжности режимов работы и в целях повышения пропускной способности электрических сетей ЛЭП, а также оборудование электростанций и подстанций оснащаются устройствами ПА.

а) Устройства ПА на ЛЭП 330-750 кВ.

Для выполнения функций АПНУ на каждой ЛЭП устанавливаются следующие устройства ПА:

- ФОЛ (с каждой стороны ВЛ);
- УПАСК;

по необходимости:

- КПр;
- АРПМ.

Для выполнения автоматической ликвидации асинхронного полнофазного режима на каждой ЛЭП (со всех сторон) устанавливается устройство АЛАР, включающее в себя функции основного и резервного действия.

Дополнительно к указанным устройствам АЛАР по необходимости и при наличии обоснований устанавливаются резервные устройства АЛАР, выполненные на других принципах, и резервирующие устройство АЛАР не только данной ЛЭП, но и ЛЭП всего транзита.

Основное действие устройства АЛАР выполняется на первом цикле АР, имеет контроль изменения знака активной мощности, контроль электрического центра качаний, а также может иметь фиксацию знака скольжения. Зона основного действия не должна выходить за пределы защищаемой ЛЭП.

Резервное действие устройства АЛАР выполняется на принципе отсчета определенного числа циклов АР.

В дополнение к устройствам АЛАР, указанным в п. 3.2.1.2 настоящих Общих требований, при наличии режимных обоснований на отдельных объектах электроэнергетики возможна установка АЛАР неполнофазного режима.

Для выполнения функций автоматического ограничения повышения напряжения на ЛЭП (с каждой стороны) устанавливаются устройства АОПН, обеспечивающие защиту оборудования, установленного на ЛЭП, от

повышенных уровней напряжения. Кроме того, в дополнение к АОПН устанавливаются устройства, действующие на отключение смежных присоединений при срабатывании АОПН ЛЭП и отказе выключателя ЛЭП (УРОВ АОПН).

Для выполнения функций АОПО на ЛЭП устанавливается устройство защиты от токовой перегрузки ЛЭП, обеспечивающее автоматическую разгрузку ЛЭП при значительных перегрузках по току путем разгрузки (отключения) генераторов и (или) отключения нагрузки потребителей.

Устройства АРПМ устанавливаются на отдельных ЛЭП (совокупности ЛЭП), на которые возможен наброс мощности по любым причинам. Устройство АРПМ нескольких ЛЭП (сечения) обеспечивает селективную работу с учетом потокораспределения активной мощности по отдельным ЛЭП.

б) Устройства ПА на АТ и ШР 330-750 кВ.

Для выполнения функций АПНУ на каждом АТ устанавливаются при необходимости следующие устройства ПА:

- ФОР;
- КПР.

Для выполнения функций АОПО на АТ устанавливается устройство от перегрузки АТ с действием на сигнал и отключение нагрузки потребителей.

На ШР выполняются устройства автоматического отключения и включения ШР от устройств АОСН и АОПН, расположенных на том же объекте, где установлен ШР, или от УПАСК, принимающих команды аналогичных устройств с других объектов электроэнергетики.

в) Устройства ПА на энергоблоках ТЭС и АЭС, работающих в сети 220-750 кВ и гидрогенераторах (агрегатах) ГЭС (ГАЭС).

На блоках ТЭС и АЭС, работающих в сети 220-750 кВ, должны быть предусмотрены:

- импульсная разгрузка турбины (ИРТ);
- длительная разгрузка турбины (ДРТ);
- устройство отключения генераторов (ОГ);
- устройства фиксации отключения блока (ФОБ);
- при наличии парогазовых установок – устройства частотного пуска газовых турбин;
- АЛАР блока.

На ГЭС (ГАЭС) должны быть предусмотрены:

- устройство отключения гидрогенераторов (агрегатов) (ОГ);
- устройство автоматического пуска гидрогенераторов;
- устройства автоматической загрузки гидрогенераторов;
- устройства автоматического перевода гидрогенератора из режима синхронного компенсатора в активный режим.

17. Рекомендации к ПА в сети 110-220 кВ.

В сетях 110-220 кВ размещаются исполнительные устройства ПА, реализующие один из основных видов управляющих воздействий – отключение нагрузки потребителей. При этом ЛЭП 110-220 кВ используются как для организации каналов УПАСК для выдачи команд на отключение нагрузки, так и как элементы, которые отключаются от устройств ПА для снятия нагрузки.

На ЛЭП 110-220 кВ, шунтирующих связи более высокого напряжения, при отключении которых на ЛЭП 110-220 кВ может возникнуть асинхронный режим, требуется размещение устройств для его ликвидации.

Кроме того, в некоторых случаях ЛЭП 110-220 кВ охватываются комплексами АПНУ и комплексами централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации в энергосистеме.

а) Устройства ПА на ЛЭП 110-220 кВ.

При необходимости выполнения функций АПНУ или централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации на ЛЭП устанавливаются следующие устройства ПА:

- ФОЛ;
- УПАСК;
- КНР;
- АРПМ.

Если ЛЭП 110-220 кВ входят в сечение, где возможен асинхронный режим, то для выполнения функций АЛАР на ЛЭП 220 кВ устанавливаются устройства АЛАР, имеющие функции основного и резервного действия.

Основное действие устройства АЛАР осуществляется на первом цикле АР, имеет контроль изменения знака активной мощности, контроль электрического центра качаний.

Резервное действие устройства АЛАР выполняется на принципе отсчета определенного числа циклов АР. Пусковые органы могут выполняться на различных принципах, которые определяются на основе расчетов электрических режимов.

На ЛЭП 110 кВ устанавливаются либо устройства АЛАР, аналогичные устройствам для ЛЭП 220 кВ, либо простые делительные устройства, действующие без выдержки времени после отключения шунтирующей ее ЛЭП 220-750 кВ.

При необходимости, определяемой расчетами электрических режимов, для выполнения функций АОПН на ЛЭП 220 кВ устанавливаются устройства АОПН, обеспечивающие защиту оборудования, установленного на ЛЭП 220 кВ и прилегающих шинах, от повышенных уровней напряжения. Кроме того, устанавливается устройство, действующее при срабатывании АОПН ЛЭП и отказе выключателя ЛЭП на отключение смежных присоединений (УРОВ АОПН).

Для выполнения функций АОПО на ЛЭП 110-220кВ устанавливается устройство от перегрузки ЛЭП, обеспечивающее автоматическую разгрузку ЛЭП при значительных перегрузках по току или отключение перегружаемой ЛЭП.

Устройства АРПМ устанавливаются на отдельных ВЛ (совокупности ВЛ), на которые возможен наброс мощности по любым причинам. Устройство АРПМ нескольких ВЛ (сечения) обеспечивает селективную работу с учетом потокораспределения активной мощности по отдельным ВЛ.

б) Устройства ПА на подстанциях.

Для выполнения функций АОСЧ на подстанциях устанавливаются устройства АЧР.

Устройства АЧР действуют на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии.

Для обеспечения возможности автоматического восстановления питания энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии после восстановления частоты устанавливаются устройства ЧАПВ, действующие на включение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, отключенных от АЧР.

Для выполнения функций АОСН и недопущения лавины напряжения на подстанциях электроэнергетических объектов устанавливаются устройства АСН.

Устройства АСН действуют на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электрической энергии.

Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления напряжения устанавливаются устройства АПВ после АСН.

Для реализации УВ от ПА, выполняющей функции системного значения, устанавливаются устройства САОН.

18. Рекомендации к устройствам АДВ на объектах электроэнергетики.

Устройства АДВ являются основными логическими элементами АПНУ энергосистемы, определяющими виды, объемы и места реализации УВ.

Подстанции или электростанции, на которых устанавливаются устройства АДВ, определяются проектом.

Устройства АДВ определяют УВ, обеспечивающие устойчивость энергоузла, а также определяют УВ централизованной разгрузки сети 110-220 кВ для предотвращения каскадных отключений.

Устройства АДВ имеют возможность работать в режиме удалённого контроллера (вынесенного устройства АДВ) централизованной системы противоаварийной автоматики верхнего уровня.

19. Рекомендации к режимной автоматике, выполняющей функции системного значения.

20. Общие рекомендации.

Режимная автоматика, выполняющая функции системного значения, реализовывает следующие функции в нормальном режиме:

- автоматического регулирования напряжения;
- автоматического регулирования частоты и активной мощности.

Для выполнения указанных функций генераторы, синхронные компенсаторы, статические компенсаторы, трансформаторы, автотрансформаторы энергосистемы должны иметь автоматические устройства, установка и эксплуатация которых осуществляются собственниками объектов электроэнергетики, на которых установлены устройства.

Принципы действия устройств режимной автоматики, выполняющей функции системного значения, их объем определяются при проектировании строительства или реконструкции объекта электроэнергетики и должны быть согласованы системным оператором.

Для регистрации электромеханических переходных процессов на электростанциях мощностью 500 и более МВт, подстанциях напряжением 500 кВ и выше, а в отдельных случаях по требованию системного оператора – на подстанциях 110-330 кВ устанавливаются регистраторы системы мониторинга переходных режимов (СМНР) в энергосистеме.

21. Рекомендации к устройствам режимной автоматики на электростанциях.

На электростанциях в зависимости от технических требований устанавливаются следующие автоматические устройства режимной автоматики системного значения:

- автоматический регулятор активной мощности на каждом генераторе;
- автоматический регулятор возбуждения на каждом генераторе;
- групповой регулятор активной мощности;
- групповой регулятор реактивной мощности.

На трансформаторах собственных нужд установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

На трансформаторах, автотрансформаторах связи с энергосистемой установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

На блочных трансформаторах при наличии технических обоснований предусмотрена установка устройств РПН.

22. Рекомендации к устройствам режимной автоматики на подстанциях.

На трансформаторах и автотрансформаторах установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

На синхронных и статических компенсаторах установлены автоматические регуляторы напряжения.

23. Рекомендации к релейной защите и автоматике.

24. Общие рекомендации.

РЗА элемента энергосистемы (ЛЭП и электрооборудования электростанций и подстанций) обеспечивают функции защиты с абсолютной селективностью и защиты с относительной селективностью (ступенчатые защиты) с обеспечением выполнения принципа дальнего резервирования.

РЗА каждого элемента энергосистемы включает устройства, выполненные, как правило, на разных принципах действия.

Устройства защиты и аппаратура связи, установленные на разных сторонах ЛЭП, аппаратно и функционально совместимы.

Обмен технологической информацией между устройствами РЗА, установленными на разных сторонах ЛЭП, осуществляется по специально выделенным каналам связи: высокочастотным, КЛС или ВОЛС. Аппаратура каналов связи обеспечивает требуемое быстродействие защиты.

Ступенчатые защиты от междуфазных КЗ и от КЗ на землю обеспечивают отключение КЗ на защищаемом элементе энергосистемы и в зоне дальнего резервирования.

Ступенчатые защиты от междуфазных КЗ и от КЗ на землю, имеют оперативное и автоматическое ускорение ступеней, охватывающих всю длину ЛЭП с необходимым коэффициентом чувствительности.

Дистанционные защиты имеют автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме (блокировку при качаниях). Принцип действия блокировки при качаниях обеспечивает функционирование дистанционных защит при всех видах КЗ.

Защиты, использующие по принципу действия напряжения от измерительных трансформаторов напряжения, неисправность вторичных цепей которых может привести к неправильному действию защиты, блокируются при нарушении цепей напряжения.

Устройства РЗА по цепям напряжения переводятся на резервный ТН в случае неисправности основного ТН или его вторичных цепей. Резервирование цепей напряжения устройств РЗА ЛЭП 500 кВ и выше обеспечивается установкой двух трансформатора напряжения на каждой из сторон линии.

Отключение повреждения при действии защит и отказе выключателя элемента энергосистемы выполняется действием УРОВ на отключение выключателей, через которые может осуществляться подпитка места КЗ, и на запрет их АПВ.

УРОВ обеспечивает первоочередное действие на отключение отказавшего выключателя (на себя).

РЗА элемента энергосистемы ликвидирует длительный неполнофазный режим в энергосистеме, представляющий опасность для электрооборудования и недопустимый по условиям настройки РЗА сети.

АПВ обеспечивает автоматическое включение в работу отключенных от защит выключателей ЛЭП и электрооборудования, если автоматическая подача напряжения на них допускается и предусмотрена режимом работы энергосистемы.

Количество ТТ, вторичных обмоток и их классы точности обеспечивает раздельное подключение устройств РЗА и систем измерений и учёта.

Основная и резервные ступенчатые защиты или две основные защиты элемента энергосистемы питаются от разных вторичных обмоток

трансформаторов тока. Цепи тока этих защит прокладываются в разных кабелях.

Каждая защита, при наличии на выключателях двух электромагнитов отключения, действует на оба электромагнита отключения.

Защита не действует на отключение ЛЭП и оборудования при снятии, подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности и глубины снижения напряжения питания.

Функционирование защит, при наличии на объекте автоматизированной системы технологического управления (АСУ ТП), автономно и не зависит от состояния АСУ ТП. Интеграция РЗА в АСУ ТП осуществляется на уровне обмена информацией.

Система регистрации аварийных событий и процессов (РАС) обеспечивает сбор и передачу информации, достаточной для своевременного (оперативного) анализа аварийного процесса (информации о возникновении, протекании и ликвидации аварийного процесса, о фактической работе систем РЗА).

25. Релейная защита и АПВ ЛЭП 330кВ и выше:

На каждой стороне ЛЭП 330 кВ и выше устанавливается не менее двух защит, каждая из которых обеспечивает отключение всех видов КЗ.

Три защиты от всех видов КЗ устанавливаются:

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

Каждая защита ЛЭП обеспечивает функцию быстродействующей защиты от всех видов КЗ и обеспечивает действие на отключение поврежденной фазы при однофазных КЗ и на отключение трех фаз - при многофазных КЗ.

На каждой стороне ЛЭП как минимум одна из защит выполняет функцию ступенчатой защиты от всех видов КЗ.

Для защит с абсолютной селективностью выделяться независимый канал связи.

Для ликвидации неполнофазных режимов на ЛЭП предусматривается защита ЗНР, действующая на отключение 3-х фаз ЛЭП со всех сторон с запретом АПВ.

На каждой стороне ЛЭП 330кВ и выше предусматривается автоматическое повторное включение (ОАПВ и ТАПВ). ОАПВ осуществляется при действии быстродействующих защит. ТАПВ обеспечивает возможность однократного опробования ЛЭП напряжением и синхронного включения под нагрузку. Устройство ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

26. Автотрансформаторы (трансформаторы) 220 кВ и выше

На АТ (Т) устанавливаются защиты от внутренних, внешних КЗ и недопустимых режимов работы.

РЗА АТ (Т) 330 кВ и выше включает основные защиты (дифференциальные и газовые) и резервные ступенчатые защиты от междуфазных КЗ и от КЗ на землю.

Два комплекта дифференциальных защит устанавливается на АТ (Т) 330 кВ и выше, а также на АТ (Т) 220 кВ мощностью 160 МВА и более.

На трансформаторах 110-220 кВ и АТ мощностью менее 160 МВА устанавливается один комплект дифференциальной защиты. Установка второго комплекта дифференциальной защиты обоснована недостаточной чувствительностью или недопустимым временем отключения резервными защитами трансформатора или защит смежных элементов при КЗ в зоне действия ДЗТ.

Ошиновка АТ (Т) 330 кВ и выше защищается двумя быстродействующими защитами.

На АТ (Т) 330 кВ и выше устанавливается отдельная дифференциальная защита ошиновки низшего напряжения токоограничивающего реактора, вольтодобавочного трансформатора. обеспечена работа УРОВ выключателей высшего напряжения АТ (Т) при КЗ на стороне низшего напряжения.

Газовое реле защиты АТ (Т) и устройства РПН АТ (Т) от внутренних повреждений имеет по два контакта для каждой ступени (отключение и сигнализация).

Газовая защита АТ (Т) и устройства РПН АТ (Т) имеет устройство контроля изоляции цепей для каждой ступени.

Ступенчатые защиты устанавливаются на сторонах высшего и среднего напряжения АТ для обеспечения дальнего резервирования, а также для резервирования основных защит АТ. Ступенчатые защиты АТ согласовываются со ступенчатыми защитами элементов энергосистемы высшего и среднего напряжения, примыкающих к АТ.

Ступенчатые защиты АТ обладают достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае выполняются мероприятия по усилению ближнего резервирования РЗА элементов энергосистемы, не имеющих дальнего резервирования.

На одиночно работающих Т 110-220 кВ можно использовать АПВ, когда отключение Т приводит к обесточению нагрузки потребителей.

27. РЗА ШР, УШР.

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

На ШР, УШР предусматриваются два комплекта быстродействующих защит. В составе каждого комплекта существует продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита.

На УШР устанавливаются защиты: обмотки управления, полупроводниковых преобразователей, компенсационной обмотки,

промежуточного и заземляющего трансформаторов. Состав защит перечисленного электротехнического оборудования определяется типом УШР.

Газовое реле защиты ШР, УШР от внутренних повреждений имеют по два контакта для каждой ступени (отключение и сигнализация) для их отдельного использования.

Газовая защита ШР, УШР имеет устройство контроля изоляции цепей по каждой ступени.

28. РЗА сборных шин 110 кВ и выше

На сборных шинах 330 кВ и выше устанавливаются по два комплекта дифференциальных защит.

Для сборных шин 110-220 кВ предусматриваются отдельные устройства ДЗШ. Две защиты шин 110÷220 кВ устанавливаются по условию сохранения устойчивости нагрузки, обеспечения надёжной работы атомных станций, а также предотвращения нарушения технологии особо ответственных производств и обеспечения требований

Для двойной системы шин с одним выключателем на элемент сети ДЗШ выполняется по схеме для фиксированного распределения присоединений. При этом в ДЗШ и УРОВ предусматривается возможность изменения фиксации при переводе элементов сети с одной системы шин на другую.

ДЗШ имеет контроль исправности токовых цепей, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал.

Выключатели элемента сети должны входить в зону ДЗШ.

При наличии ТТ с двух сторон выключателя, выключатель входит в зону действия ДЗШ и защит элемента сети.

Предусмотрена возможность выполнения АПВ шин.

29. УРОВ 110 кВ и выше

УРОВ 330-750 кВ предусматривает отдельно для каждого выключателя с возможностью независимого обслуживания каждого устройства.

УРОВ 110-220 кВ выполняет как одно устройство на систему шин, секцию, распределительное устройство или отдельно для каждого выключателя, что дает возможность независимого обслуживания каждого устройства.

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

30. РЗА ОВ, ШСВ и СВ 110 кВ и выше

РЗА обходного выключателя 330кВ и выше выполняет функцию резервных защит и АПВ любого элемента сети, при его переводе на работу через ОВ. Основная защита переводимого элемента сети сохраняется в работе, при этом цепи оперативного и переменного тока, используются от ОВ.

РЗА ОВ, ШСВ и СВ обеспечивает возможность её использования при опробовании напряжением системы шин и элементов сети, подключенных к шинам.

На ШСВ и СВ предусмотрены защиты для резервирования защиты шин на случай ее отказа или вывода ее из работы, а также для разделения систем или секций шин при КЗ на присоединениях с целью обеспечения селективной ликвидации КЗ.

На шиносоединительном и секционном выключателях 110-220 кВ, предназначенных для выполнения и функции обходного выключателя, предусмотрены те же защиты, которые предусматриваются для отдельного обходного выключателя.

31. РЗА ЛЭП 110-220 кВ;

Релейная защита на каждой стороне ЛЭП 110 - 220 кВ включает в себя основную и резервную защиту. предусмотрены мероприятия, обеспечивающие отстройку основной защиты от КЗ за трансформаторами отпаечных подстанций. В случае, если ЛЭП является кабельной или кабельно-воздушной линией, необходимо предусматривать две основные защиты.

Резервная защита обладает достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае необходимо предусматривать дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов, не имеющих дальнего резервирования.

Быстродействие защит удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов энергосистемы при отключении КЗ и требованиям обеспечения устойчивости нагрузки потребителей. В случае если невозможно обеспечить требуемое быстродействие защит, при отсутствии основной защиты на линиях предусматривается установка двух основных защит.

При пофазном управлении выключателями для ликвидации неполнофазных режимов на ЛЭП предусматривается защита от неполнофазного режима (ЗНР), действующая на отключение 3-х фаз с запретом АПВ, пуском УРОВ, остановка высокочастотного передатчика дифференциально-фазной защиты на данном конце и на передачу команды телеотключения на противоположный конец ЛЭП, если канал для передачи команд на данной ЛЭП предусматривается по другим причинам.

На каждой стороне ЛЭП 110-220 кВ предусматривается ТАПВ.

При подсоединении ЛЭП к шинам через два выключателя, ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

Устройства защиты ЛЭП 110-220 кВ могут дополняться устройствами передачи команд по высокочастотному каналу или по оптико-волоконному каналу.

В качестве основной защиты ЛЭП 110-220 кВ предусматриваются защиты от всех видов КЗ с абсолютной селективностью.

32. Рекомендации к передаче телеметрической информации с объектов электроэнергетики в диспетчерский центр системного оператора

33. Детализированный перечень сигналов и измеряемых величин по каждому объекту электроэнергетики, передаваемых в диспетчерские центры, согласовывается с системным оператором.

34. Рекомендации к точности измерений и параметрам передачи телеметрической информации:

- в тракте телеметрической информации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5S, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 1, а **при замене измерительных трансформаторов – не хуже 0.5S;**
- суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объекта диспетчеризации в диспетчерский центр системного оператора устанавливается требованиями подсистем системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и лежит в пределах 1–2 секунды;
- протокол и методы передачи телеметрической информации используются в соответствии с ГОСТ Р МЭК-5-101/104 по согласованию с системным оператором;
- передача телеметрической информации в диспетчерский центр системного оператора осуществляется без промежуточной обработки (напрямую) с содержанием метки единого астрономического времени.

35. Рекомендации по организации технологической связи между диспетчерским центром и электростанцией, подстанцией и (или) центром управления сетями.

а) Технические требования к технологической связи:

- технологическая сеть связи организована на базе цифровых систем передачи по двум независимым взаиморезервируемым каналам;
- для автоматизированных систем управления, в том числе для передачи телеметрической информации и диспетчерских команд используются каналы технологической связи с коэффициентом готовности не менее 0,999 и время восстановления не более 11 минут в неделю;
- для систем управления, работающих в автоматическом режиме без участия человека, технологическая связь имеет коэффициент готовности и время восстановления, устанавливаемые требованиями надежности работы этих систем;
- полоса пропускания технологической связи выбирается с условием обеспечения обмена информацией с необходимыми объемами и параметрами обмена, устанавливаемыми требованиями диспетчерской и технологической телефонной связи и систем оперативно-диспетчерского управления.

б) Организация диспетчерской и технологической телефонной связи:

- диспетчеру системного оператора по каждому направлению передачи команд и ведения оперативных переговоров и оперативному персоналу субъекта электроэнергетики предоставляется

полнодоступная резервируемая услуга диспетчерской телефонной связи с возможностью занятия без набора номера основного и резервного телефонного канала в технологической сети связи; предоставляемые диспетчерские телефонные каналы в технологической сети связи субъекта электроэнергетики не заходят на промежуточные АТС. Допускается организация постоянного транзитного соединения каналов и кроссконнекция телефонных каналов в цифровых потоках, 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 являются устройства, обеспечивающие связь без набора номера, при этом осуществляющие запись диспетчерских переговоров с сохранением записей в соответствии с установленным порядком;
- при организации диспетчерской телефонной связи применяются автоматические телефонные станции, сертифицированные для применения в электроэнергетике в диспетчерской телефонной связи;
- телефонная связь другого назначения (производственная, технологическая) организовывается как по каналам диспетчерской телефонной связи с приоритетом диспетчера, так и по каналам взаимосвязанных 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.