



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

Режимно-балансовая ситуация в ЕЭС России в ОЗП 2013/2014 годов

**Первый заместитель Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС»
Шульгинов Н.Г.**

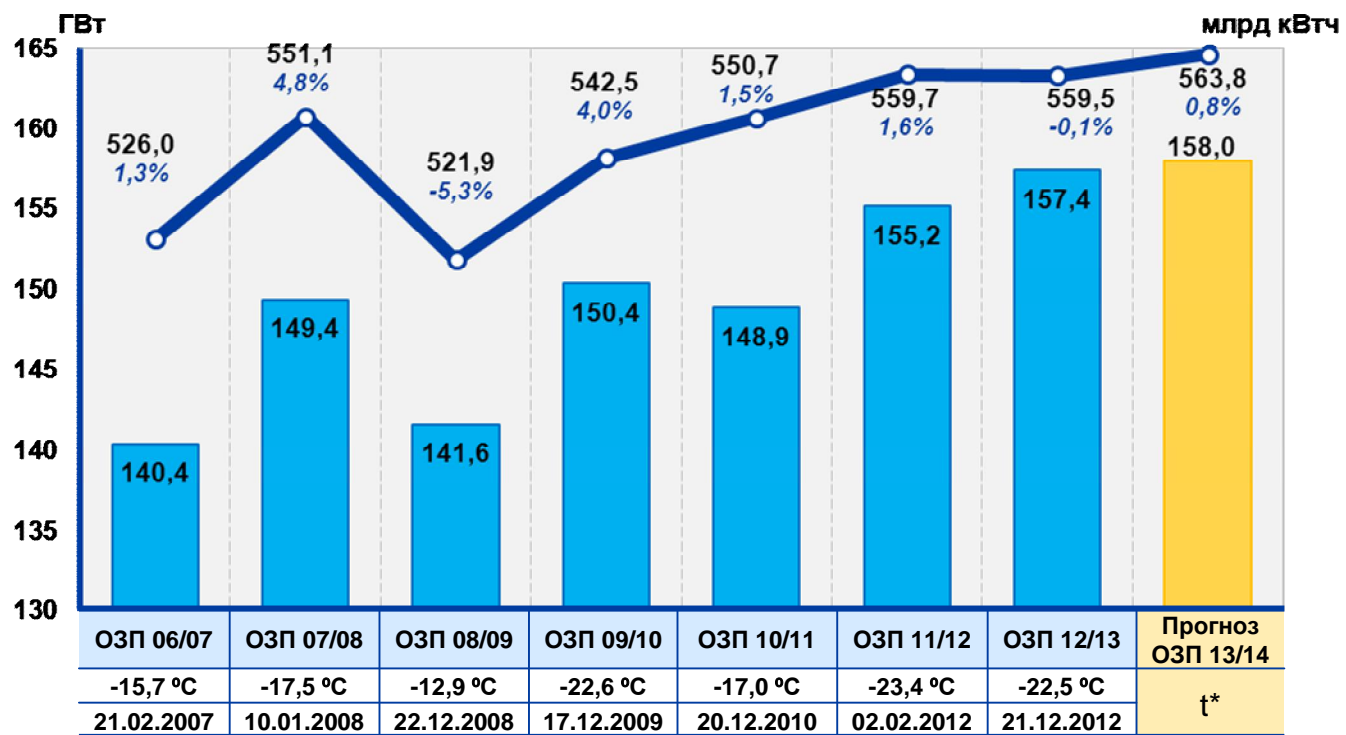


Прогноз максимума потребления электроэнергии и мощности в ОЗП 2013/2014 г.

2

- ✓ Снижение темпов роста электропотребления в 2013 г. в связи со снижением потребления на ряде предприятий металлургии и консервацией электролизного производства на алюминиевых заводах к 2012 г. составит 0,6%.
- ✓ К ОЗП 2013/14 снижение максимума потребления мощности алюминиевыми заводами в связи с консервацией электролизных производств составит ≈ 1,5 ГВт.

Динамика изменения максимумов потребления мощности и объемов потребления электроэнергии по ЕЭС России в ОЗП



Суммарное снижение электропотребления алюминиевыми заводами за 9 месяцев 2013 г. составило 3,1 млрд. кВтч:

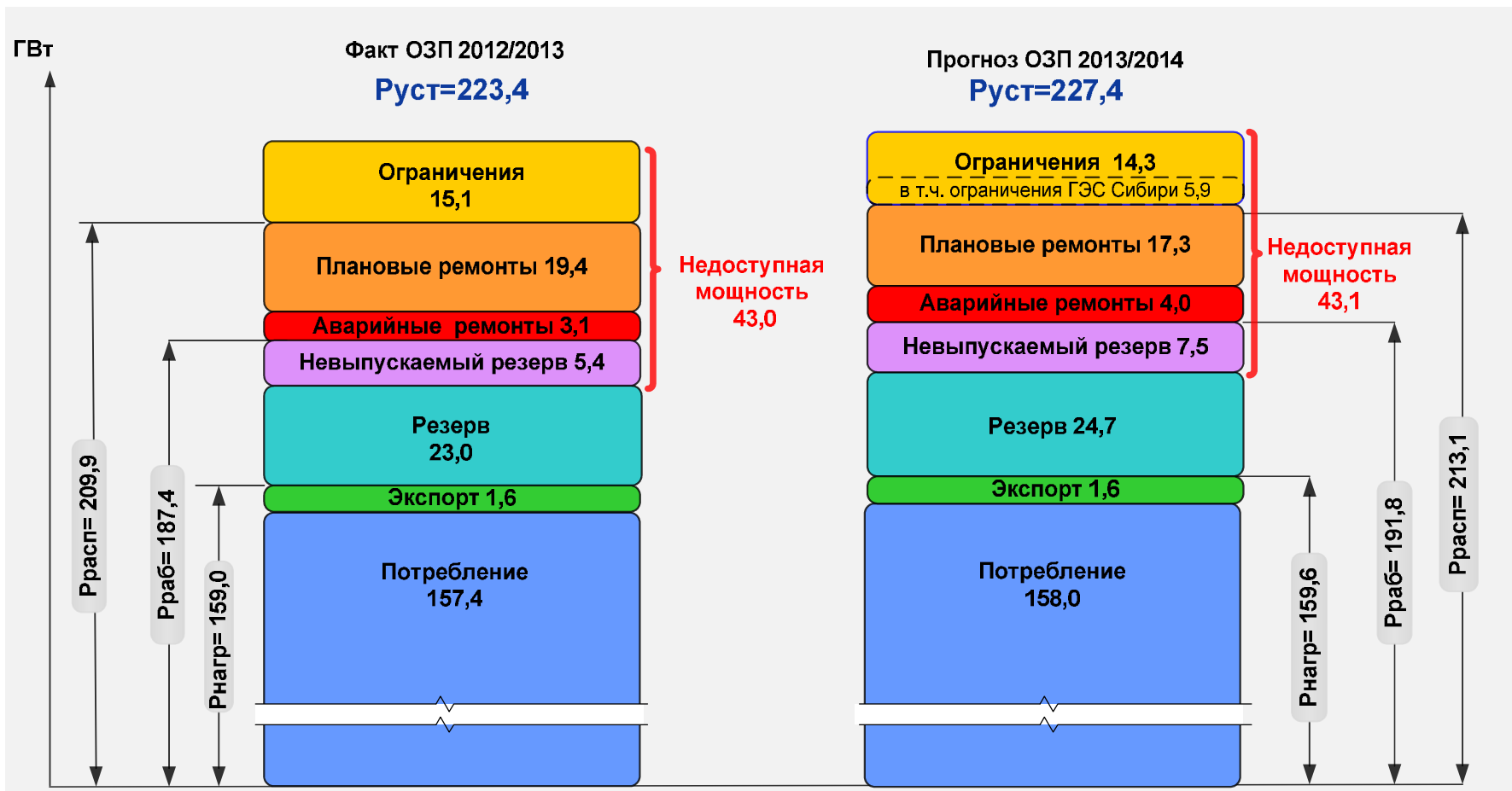
- остановлено производство на Волгоградском, Волховском и Надвоицком заводах
- снижено потребление и ожидается останов до конца года Новокузнецкого завода

t* - прогнозный максимум потребления мощности, приведенный к температурным условиям ОЗП 2012/2013.



Структура прогнозного баланса мощности для температурных условий, соответствующих факту ОЗП 2012/2013 г.

3



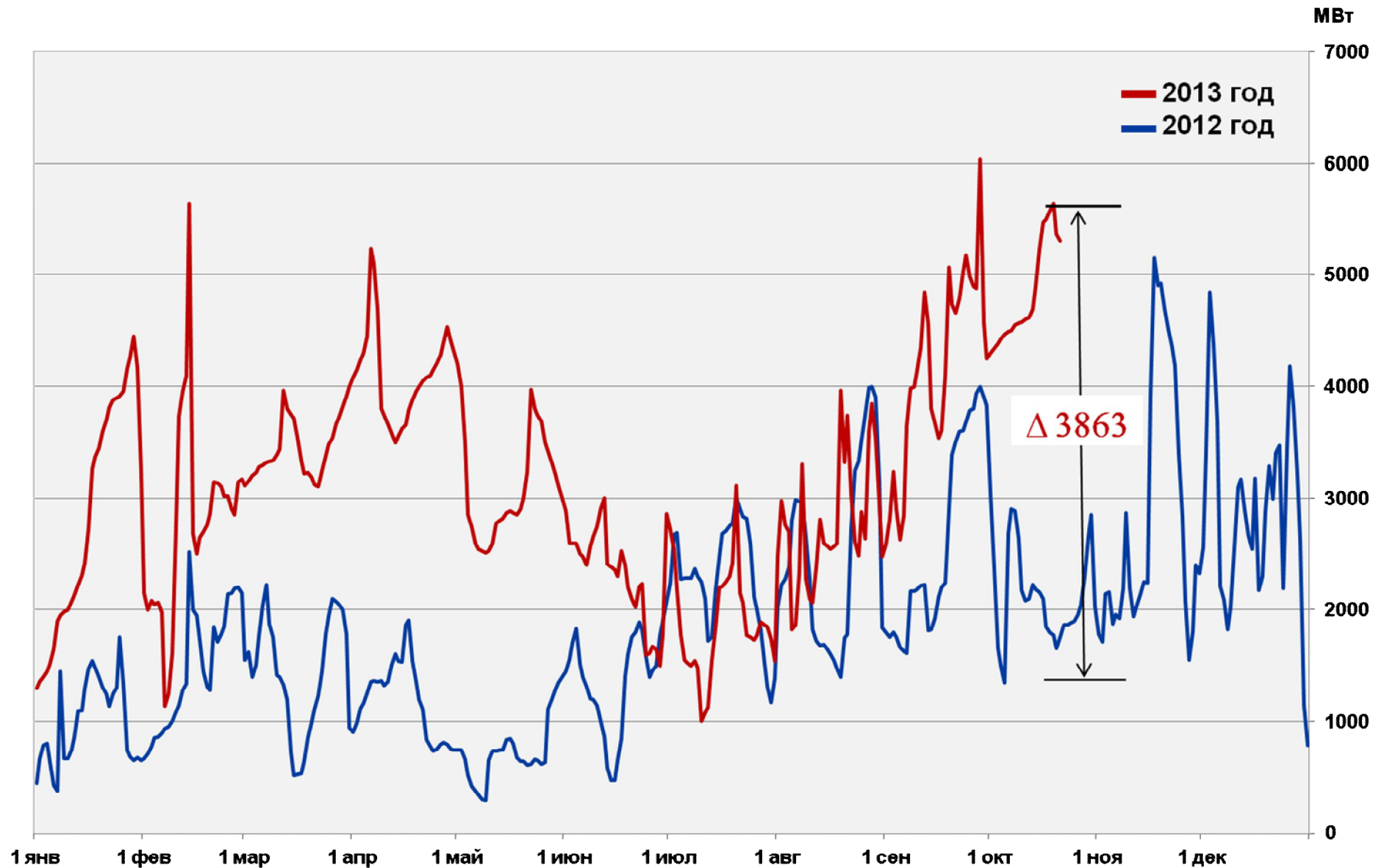
Примечание:

Невыпускаемые резервы мощности на загрузку определяются для избыточной части энергосистем, находящихся за сечениями электрической сети с ограниченной пропускной способностью для ОЭС Северо-Запада **1,8 ГВт** (Кольская ЭС **0,8 ГВт**, ЭС Республики Коми **0,7 ГВт**, Архангельская ЭС **0,3 ГВт**), для ОЭС Сибири **2,7 ГВт** и для ОЭС Востока **3,0 ГВт**.



Суммарная величина аварийных ремонтов ТЭС, ГЭС и АЭС в ЕЭС России

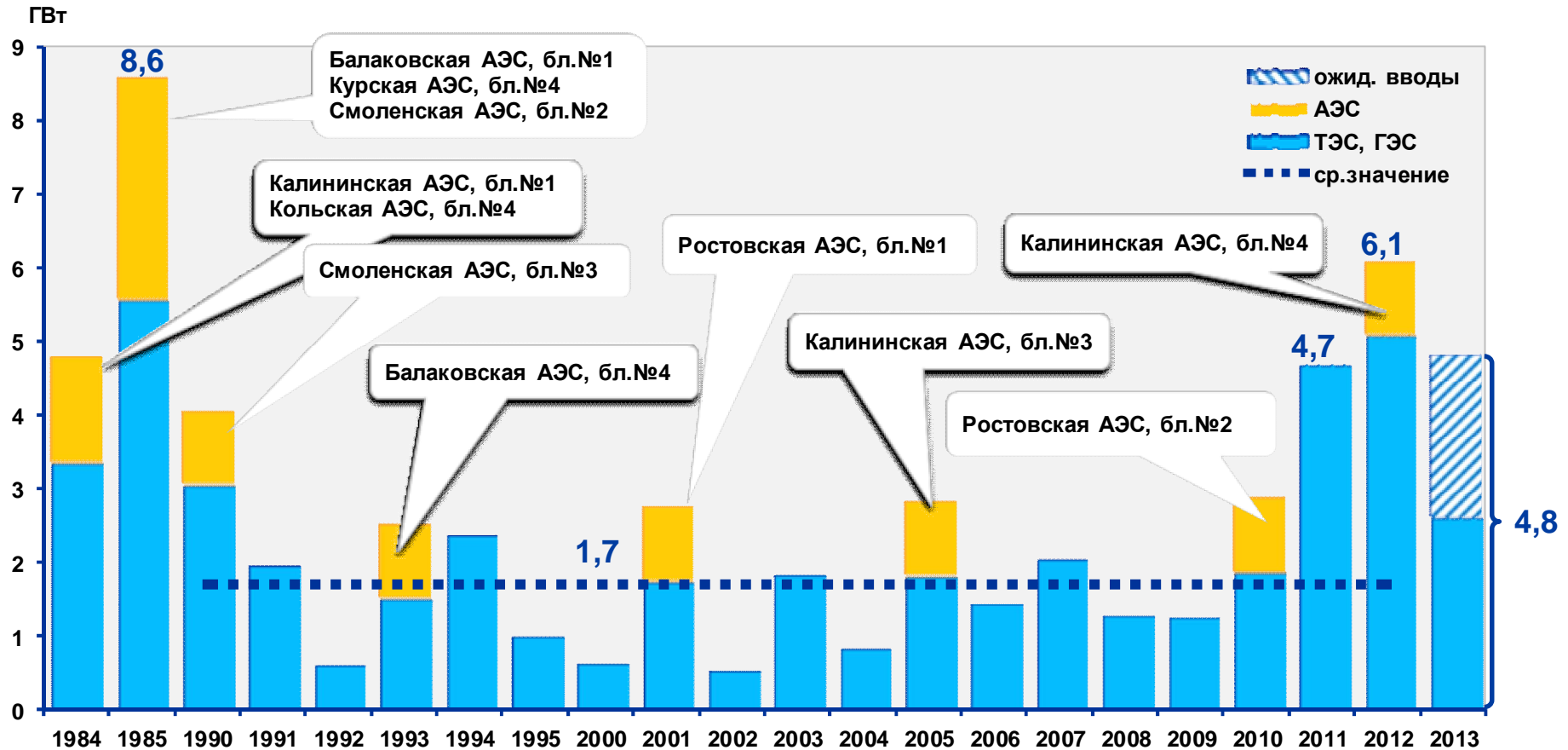
4





Динамика вводов генерирующего оборудования

5



Темпы ввода генерирующего оборудования в 2013 году ожидаются на 3,1 ГВт выше среднего значения вводов, начиная с 1990 года (за период 1990-2012 гг. среднегодовой объём вводов – 1,7 ГВт)

По итогам 2013 года ожидается увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России на 4,3 ГВт, что обусловлено приростом на 4,9 ГВт в связи с вводом (4,8 ГВт) и модернизацией (0,1 ГВт) оборудования (в т.ч. объекты ДПМ 2,1 ГВт) и снижением мощности за счет вывода из эксплуатации на 0,6 ГВт.



Вводы электросетевого оборудования в 2013 году

6

Введенное по состоянию на 01.10.2013 ЛЭП и электросетевое оборудование

ЛЭП		(Авто)трансформаторы		
500 кВ	220 кВ	500 кВ	330 кВ	220 кВ
9	116	5	1	66

Ожидаемые в 2013 году основные вводы ЛЭП и электросетевого оборудования

ЭС	ЛЭП и электросетевое оборудование	Номинальные данные объекта
Красноярская	ПС 500 кВ Енисей	800 МВА
	ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара №2	152 км
	ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная	266 км
	ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная	329,9 км
Кубанская	ВЛ 220 кВ Черноморская – Поселковая	11 км
Москвы и Московской области	ПС 500 кВ Каскадная (пусковой комплекс)	2x500 МВА, 4x100 МВА
Тюменская	ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Белозерная №2	35,3 км
Курганская, Тюменская	ВЛ 500 кВ Курган – Витязь	289,4 км
Татарстана	ПС 500 кВ Елабуга	250 МВА, 2x500 МВА

Вводы электросетевого оборудования, не обеспечивающие улучшения схемно-режимной ситуации в ОЗП.



Топливообеспечение ТЭС

7

Выполнение нормативных заданий Минэнерго России по запасам топлива (КЭС ≥ 5 МВт, ТЭЦ ≥ 25 МВт) на 29.10.2013

Топливо	Уголь	Мазут	Дизельное топливо
Фактические запасы	19,8 млн т.	2,9 млн т.	0,2 млн т.
Выполнение норматива	169%	129%	125%

Динамика ввода оборудования ТЭС, не имеющего технической возможности использования резервного (ПСУ ≥ 100 МВт) и резервного (аварийного) топлива (ПГУ, ГТУ ≥ 50 МВт) при отсутствии двух магистральных газопроводов (на 01.10.2013)



Примеры введенного в эксплуатацию крупного генерирующего оборудования ТЭС, необеспеченного резервным и резервным (аварийным) топливом:

Яйвинская ГРЭС (425 МВт ПГУ), Шатурская ГРЭС (393 МВт ПГУ),
Новокуйбышевская ТЭЦ-1 (230 МВт ПГУ),
Сызранская ТЭЦ (227 МВт ПГУ), Рязанская ГРЭС-24 (110 МВт ГТУ),
Новомосковская ГРЭС (187 МВт ПГУ)

Требования по созданию запасов резервного (аварийного) топлива определены Нормами технологического проектирования тепловых электрических станций от 08.10.1981

П.27 Правил пользования газом (постановление Правительства РФ от 08.08.2013 № 679) предусматривает:

- наличие принятого в эксплуатацию резервного топливного хозяйства ТЭС;
- готовность газоиспользующего оборудования ТЭС к работе на резервном (аварийном) топливе.

Требуется изменение требований к новому генерирующему оборудованию в части возможности его работы в аварийных ситуациях с использованием резервного (аварийного) топлива. Это соответствует требованиям, действующим в зарубежных энергосистемах на уровне национальных законов или общеевропейских кодексов



Гидрологическая обстановка в ЕЭС России

8

Запасы гидроресурсов в основных водохранилищах и каскадах ГЭС на 28 октября 2013 года

	Факт	Отклонение факта от среднегодового значения		Отклонение факта от значения 2012 года	
		км ³	%	км ³	%
ГЭС ОЭС Северо-Запада	46	-6,5	-12	-14,9	-24
Чиркейское водохранилище	1,29	-0,01	-1	-0,02	-2
Волжско-Камский каскад	66,7	5,5	9	-5,2	-7
Ангаро-Енисейский каскад	89,2	9,3	12	24,0	37
<i>в т.ч. Ангарский каскад</i>	<i>47,5</i>	<i>0,4</i>	<i>1</i>	<i>6,9</i>	<i>17</i>
<i>в т.ч. Саяно-Шушенское водохранилище</i>	<i>13,1</i>	<i>-0,4</i>	<i>-3</i>	<i>0,02</i>	<i>0</i>
<i>в т.ч. Красноярское водохранилище</i>	<i>28,6</i>	<i>9,3</i>	<i>48</i>	<i>17,1</i>	<i>148</i>
Зейское водохранилище	37,7	10,7	39	-0,5	-1
Бурейское водохранилище	9,7	0,1	2	1,1	13



Регионы с высокими рисками нарушения электроснабжения

9

Энергосистемы, включенные в перечень регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения (РВР) на ОЗП 2013/2014 г. (приказ Минэнерго от 13.08.2013 № 431), и необходимые мероприятия:

Приморская энергосистема

- Реконструкция СВМ 110 кВ Владивостокской ТЭЦ-2 с образованием 2-х новых ВЛ 110 кВ (декабрь 2013 г.)

Кубанская энергосистема (Юго-Западный энергорайон)

- Ввод в работу заходов ВЛ 110 кВ Анапская - Раевская на ПС 220 кВ Бужора (ноябрь 2013 г.)
- Завершение реконструкции ПС 110 кВ Геленджик (замена 1-го выключателя 110 кВ) (ноябрь 2013 г.)

Дагестанская энергосистема

- Ввод в работу основных защит на 3-х ВЛ 110 кВ (декабрь 2013 г.)
- Замена оборудования 110 кВ (выключатели, ТТ, ВЧ-заградители) на ПС 110 кВ Махачкала, Буйнакс-1 и 2, Миатлы и Каскаде Чирюртских ГЭС (октябрь-декабрь 2013 г.)

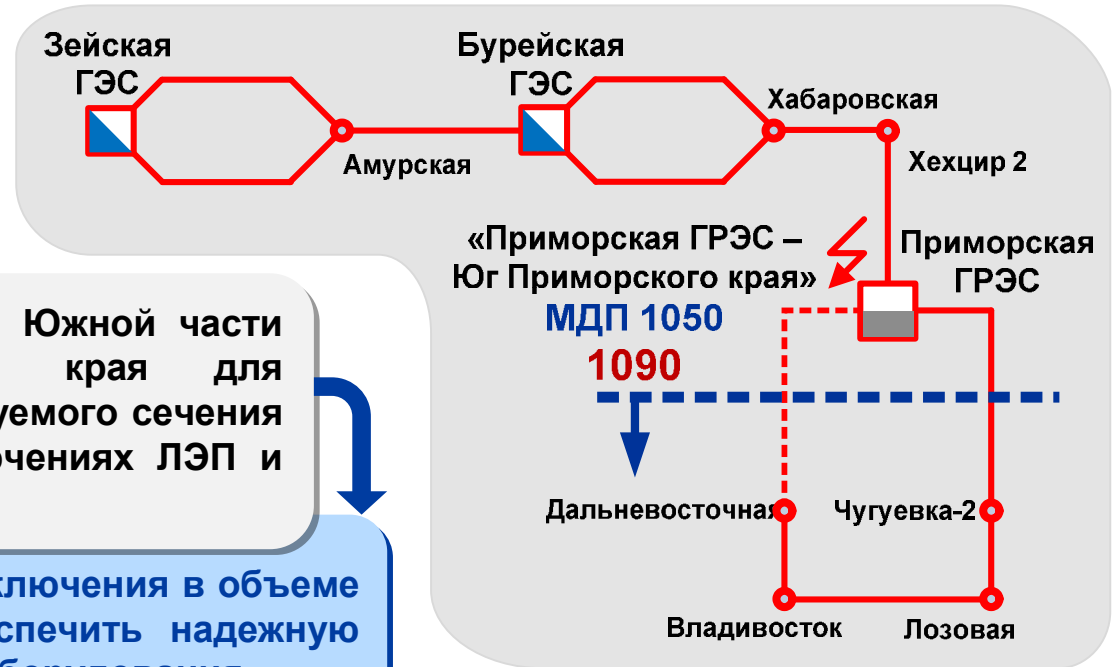
Якутская энергосистема (Центральный энергорайон)

- Реализация мероприятий по снятию ограничений располагаемой мощности ГТУ-3 Якутской ГРЭС (октябрь 2013 г.)
- Реконструкция ПС 110 кВ Центральная (замена 1-го выключателя 110 кВ) (ноябрь 2013 г.)

Иркутская энергосистема (Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны)



Прогнозируемые неблагоприятные сценарные условия прохождения энергосистемами ОЗП 2013/2014 г.



1 Отсутствие резервов мощности в Южной части энергосистемы Приморского края для ликвидации перегрузки контролируемого сечения при единичных аварийных отключениях ЛЭП и оборудования

Ввод графиков временного отключения в объеме до 40 МВт. Необходимо обеспечить надежную работу ЛЭП и генерирующего оборудования

2 Угроза необеспечения предполоводной сработки водохранилища Зейской ГЭС по причине повышенных исходных запасов гидроресурсов и фактическом неучастии Бурейской ГЭС в АВРЧМ

- ТЭС ОЭС Востока будут максимально привлечены к суточному регулированию потребления
- Необходимо восстановить полноценное участие Бурейской ГЭС в АВРЧМ
- Целесообразно обеспечить поставки в КНР в объеме не ниже прошлого года

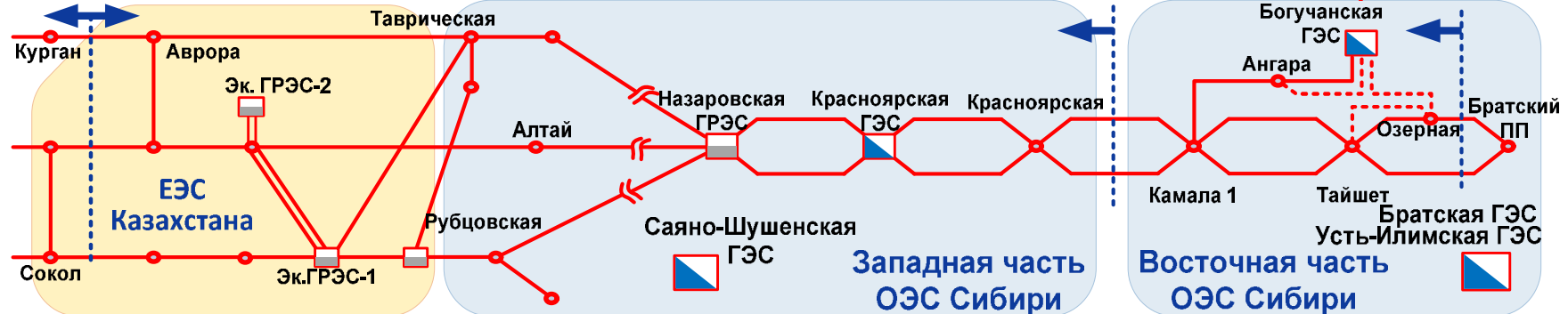


ОЭС Сибири

12

«Сокол» МДП ± 1400

± 1800



- 1 Фактические запасы гидроресурсов требуют полного использования пропускной способности электрической сети 500 кВ между Восточной и Западной частью ОЭС Сибири. Это исключает привлечение ТЭС и ГЭС Восточной части ОЭС Сибири к регулированию суточной неравномерности.

Основной задачей является обеспечение надежной работы сети 500 кВ – схемы выдачи мощности ГЭС Ангарского каскада

- 2 Неудовлетворительная работа ЕЭС Казахстана, при которой отклонения фактического сальдо перетоков от планового значения приводят к увеличению суточной неравномерности, для покрытия которой требуется дополнительное привлечение ТЭС Западной части ОЭС Сибири.

- 3 Ограничения участия СШГЭС во вторичном регулировании приводит к снижению МДП в контролируемых сечениях (~ на 150 МВт).

Требуется обеспечить надежную работу и использование полного регулировочного диапазона ТЭС Западной части ОЭС Сибири
Следует обеспечить восстановление участия СШГЭС в АВРЧМ

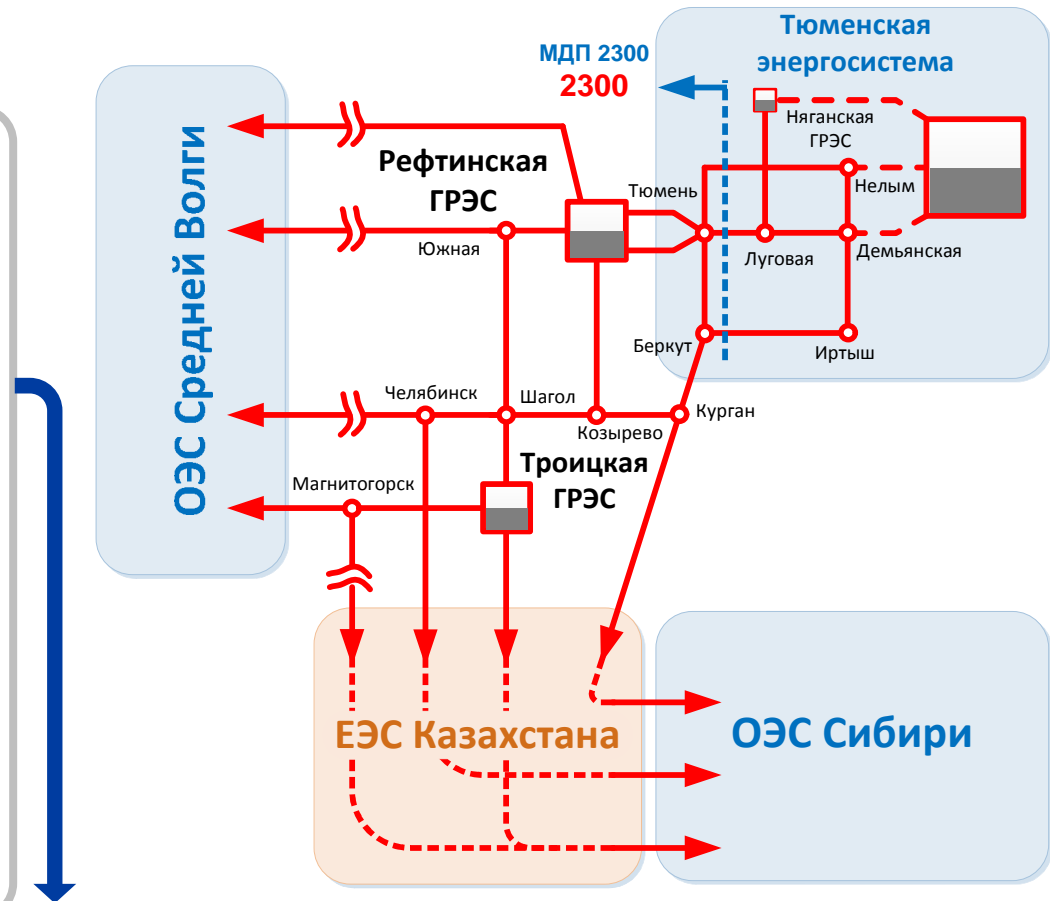
- 4 Незавершенность строительства СВМ Богучанской ГЭС.
Отсутствие разрешения на продолжение заполнения водохранилища

Необходимо обеспечить готовность использования на Богучанской ГЭС холостых водосбросов для исключения дополнительных ограничений Усть-Илимской и Братской ГЭС



1 Выдача мощности ТЭС Тюменской ЭС в единичной ремонтной схеме электрической сети между ОЭС Урала и Тюменской ЭС не обеспечивается (даже с увеличением МДП за счет ввода нового комплекса ПА на Сургутской ГРЭС-2)

2 Незапланированные отклонения электроэнергетического режима, вызванные высокой аварийностью генерирующего оборудования Рефтинской ГРЭС, Троицкой ГРЭС, а также неудовлетворительной работой ЕЭС Казахстана



Задача:

Обеспечение надежной работы ЛЭП и электросетевого оборудования ЕЭС Казахстана и ОЭС Урала, ограничивающих пропускную способность электрической сети на связях Тюменской ЭС



ОЭС Средней Волги

14



1 В ОЗП транзитные перетоки между ОЭС Центра и ОЭС Урала соответствуют пропускной способности электрической сети – в дневное время на уровне МДП в западном направлении, в ночное время – в восточном

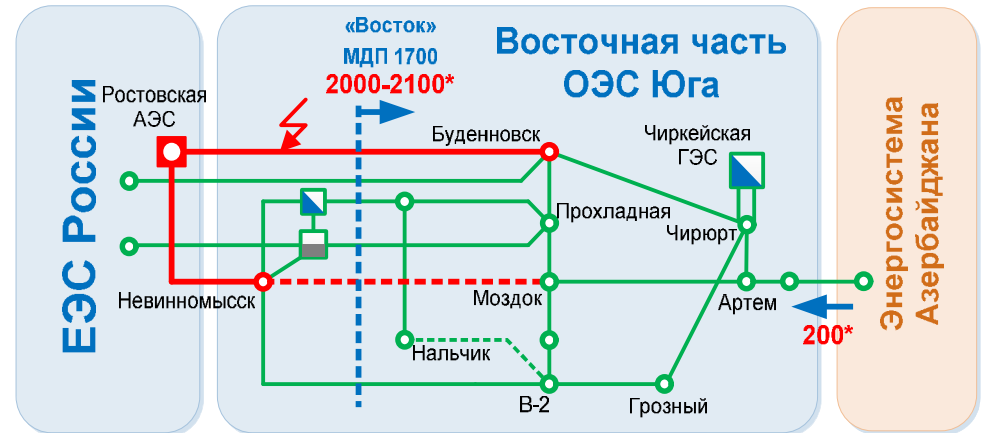
Следует обеспечить:

- надежную работу электрической сети на связях ОЭС Центра и ОЭС Урала
- наличие достаточных резервов мощности в ОЭС Урала для возможности регулирования транзитных перетоков



1 Высокая вероятность гололедообразования в системообразующей сети Восточной части ОЭС Юга. Ограниченная пропускная способность электрической сети и ограниченность объемов водохранилищ ГЭС Дагестана

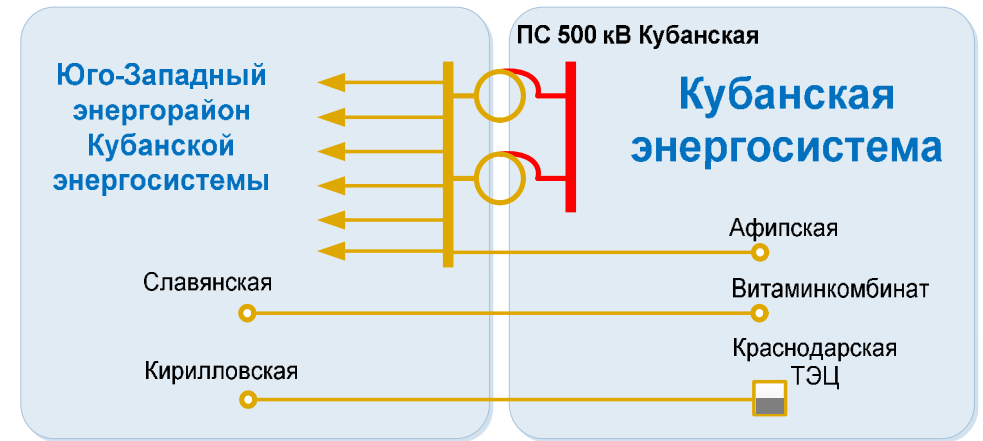
- Необходимо обеспечить максимально эффективное использование Сулакского каскада ГЭС
- Требуется обеспечение безотказной работы ПА Восточной части ОЭС Юга
- Возможно потребуется длительное использование аварийной взаимопомощи ЭС Азербайджана



* – по фактическому режиму в ОЗП 2011/2012 г.

2 Невозможность обеспечить допустимый электроэнергетический режим в Юго-Западном энергорайоне Кубанской энергосистемы в единичных ремонтных схемах

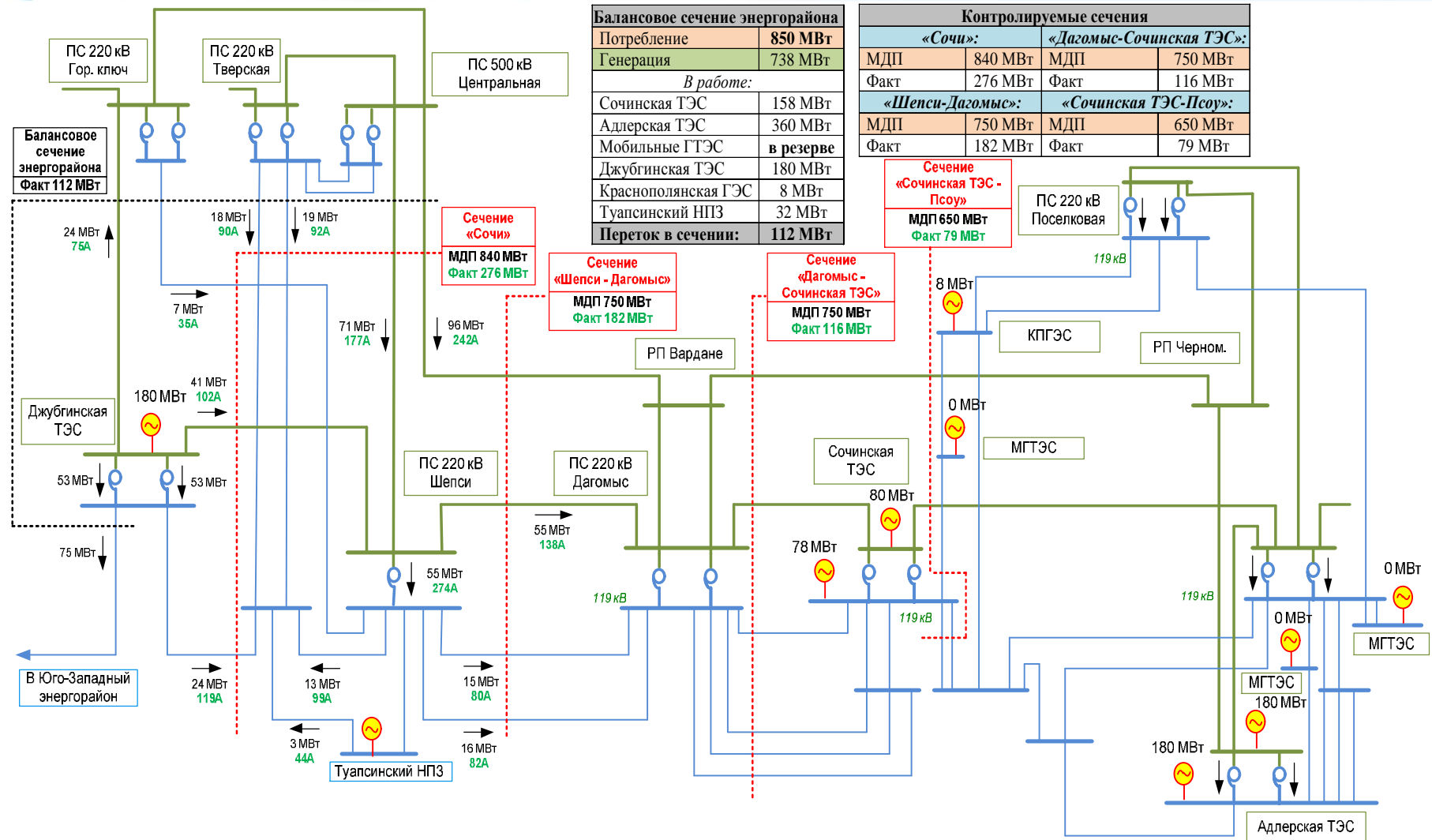
Следует обеспечить максимально надежную работу ЛЭП и электросетевого оборудования Юго-Западного энергорайона





ОЭС Юга

Прогнозируемый режим работы Сочинского энергорайона



Все прогнозируемые электроэнергетические режимы работы Сочинского энергорайона находятся в области допустимых значений



ОЭС Юга

Режимы работы Сочинского энергорайона

17

Выполнены расчеты электроэнергетических режимов для 283 аварийно-ремонтных схем:

- отключение ЛЭП 110 кВ – 200 схем
- отключение ЛЭП 220 кВ – 68 схем
- отключение генерирующего оборудования – 15 схем

Наиболее тяжелые аварийно-ремонтные схемы:

1. КВЛ 220 кВ Центральная – Вардане и ПГУ-180 на Адлерской ТЭС (N-2)
2. КВЛ 220 кВ Шепси – Дагомыс и АТ-1 на ПС 220 кВ Шепси (N-2)
3. КВЛ 220 кВ Центральная – Вардане, ВЛ 220 кВ Центральная – Шепси и ПГУ-180 на Адлерской ТЭС (N-2)
4. КВЛ 220 кВ Центральная – Вардане и КВЛ 220 кВ Шепси – Дагомыс (N-2)
5. ВЛ 220 кВ Центральная – Шепси, КВЛ 220 кВ Джубгинская ТЭС – Шепси и ПГУ-180 на Адлерской ТЭС (N-2 в ремонтной схеме)
6. КВЛ 220 кВ Центральная – Вардане, КВЛ 220 кВ Шепси – Дагомыс и ПГУ-180 на Адлерской ТЭС (N-2 в ремонтной схеме)
7. КВЛ 220 кВ Центральная – Вардане, КВЛ 220 кВ Шепси – Дагомыс и АТ-1 на ПС 220 кВ Шепси (N-2 в ремонтной схеме)
8. КВЛ 220 кВ Вардане – Черноморская, КВЛ 220 кВ Дагомыс – Сочинская ТЭС и ПГУ-180 на Адлерской ТЭС (N-2 в ремонтной схеме)
9. КВЛ 220 кВ Вардане – Черноморская, КВЛ 220 кВ Сочинская ТЭС – Псоу и ПГУ-180 на Адлерской ТЭС (N-2 в ремонтной схеме)
10. КВЛ 220 кВ Центральная – Вардане, ВЛ 220 кВ Центральная – Шепси и ВЛ 220 кВ Джубгинская ТЭС – Шепси (N-2)

Режим №4:

- без мобильных ГТЭС – ОН 7 МВт
- 3 мобильных ГТЭС (67,5 МВт) – отключенные потребители отсутствуют

Режим №6:

- без мобильных ГТЭС – ОН 160 МВт
- 9 мобильных ГТЭС (202,5 МВт) – отключенные потребители отсутствуют

Режим №7:

- без мобильных ГТЭС – ОН 10 МВт
- 2 мобильных ГТЭС (45 МВт) – отключенные потребители отсутствуют



ОЭС Юга

Режимы работы Сочинского энергорайона

18

В настоящий момент времени не завершено ряд важных мероприятий, обеспечивающих готовность Кубанской энергосистемы к проведению Олимпийских игр

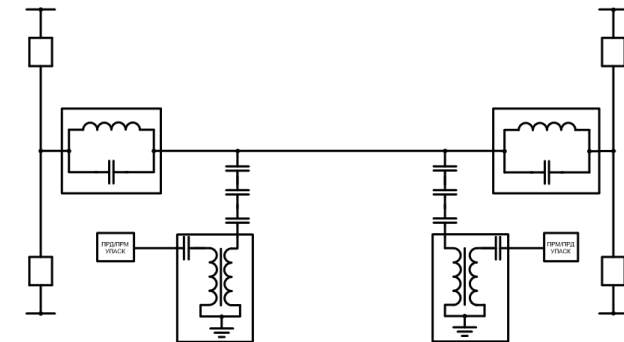
Электросетевое оборудование:

- Ввод в работу ВЛ 110 кВ Сочинская ТЭС – Хоста
- Ввод в работу КВЛ 220 кВ Черноморская – Поселковая
- Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ транзита Шепси – Дагомыс – Псоу
- Реконструкция ВЛ 110 кВ на транзите Шепси – Дагомыс
- Реконструкция ВЛ 220 кВ Шепси – Дагомыс
- Реконструкция транзитов 110 кВ Дагомыс – Пасечная – Сочи, Дагомыс – Родниковая – Сочи, Хоста – Кудепста – Псоу, Хоста – Адлер – Псоу, Сочинская ТЭС – Верещагинская – Дагомыс

Устройства противоаварийной автоматики:

	Количество невведенных устройств ПА
ОАО «ФСК ЕЭС»	21
ОАО «Кубаньэнерго»	4
Сочинская ТЭС	7
Адлерская ТЭС	3
Джубгинская ТЭС	1
ООО «Лукойл-Экоэнерго»	1
ОАО «РЖД»	1

Количество невведенных каналов ПА – 16



Необходимо завершить реконструкцию и новое строительство большого количества объектов электроэнергетики в Сочинском энергорайоне

- Требуется безусловное выполнение субъектами электроэнергетики скоординированного графика работ
- Необходима полномасштабная проверка работоспособности устройств ПА одновременно на всех объектах Сочинском энергорайона в соответствии с комплексной программой ОАО «СО ЕЭС»



1 Прогнозируемый рост потребления энергосистемы Москвы и Московской области существенно опережающий темпы роста потребления в ЕЭС России

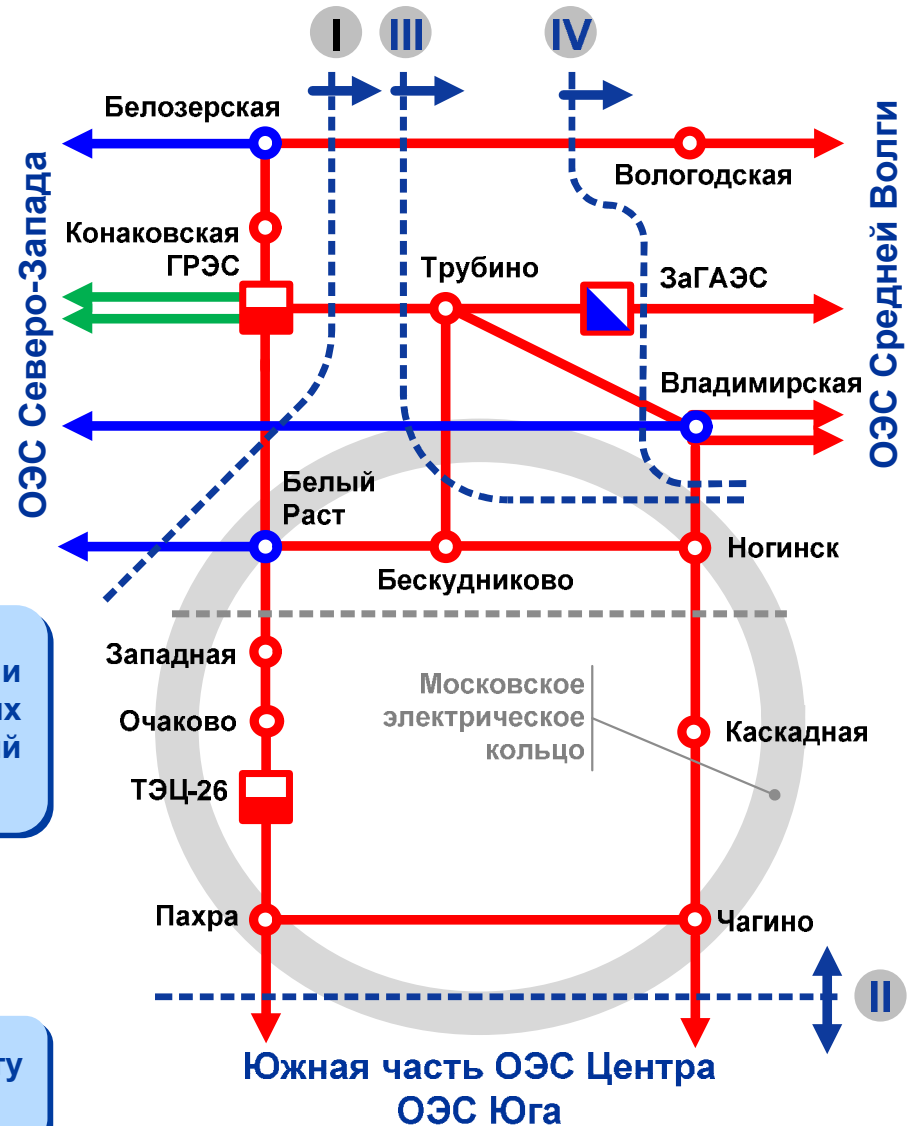
2 Транзитные перетоки через Московское электрическое кольцо и прилегающую сеть 500-750 кВ

3 Недостаточная пропускная способность электрической сети 220–500 кВ ЭС Москвы и МО при единичных отключениях и в послеаварийных режимах

Требуется обеспечить надежную работу ЛЭП и электросетевого оборудования, ограничивающих пропускную способность контролируемых сечений Московского электрического кольца

4 Недостаточный регулировочный диапазон электрических станций (ГАЭС)

Необходимо обеспечить надежную работу Загорской ГАЭС (действующая часть)





ОЭС Северо-Запада

1 Существенное влияние режима работы Кольской энергосистемы на Центральную часть ОЭС Северо-Запада

Требуется обеспечить надежную работу одноцепного транзита 330 кВ «Кола-Карелия»

2 Неурегулированность отношений ДЦ в ЭК БРЭЛЛ приводит к перегрузкам в контролируемых сечениях. Решение вопроса возможно только при подписании соглашения с Еврокомиссией.



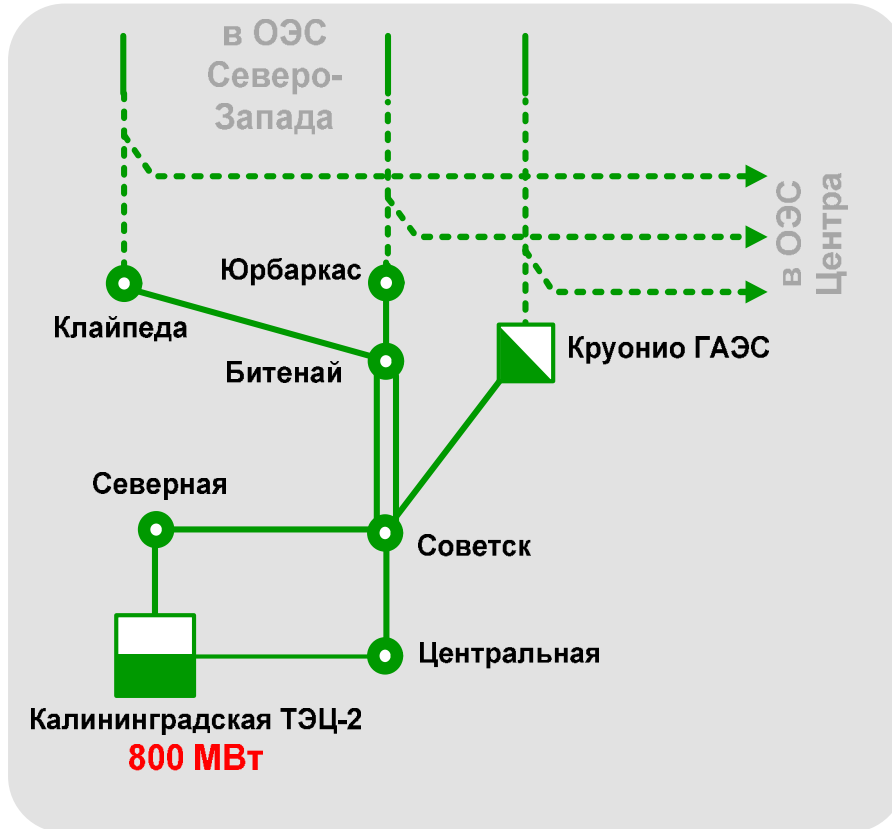
3 Единичные ремонты элементов контролируемого сечения «Северо-Запад – Центр» приводят к невозможности использования ~1500 МВт.

Следует обеспечить надежную работу электросетевого оборудования, входящего в сечение, в первую очередь ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Ленинградская



ОЭС Северо-Запада Калининградская ЭС

21



Анализ аварий 13.08.2011, 08.08.2013 и неуспешных системных испытаний 01.08.2012 показал:

- неустойчивую работу генерирующего оборудования Калининградской ТЭЦ-2 при возникновении возмущений в энергосистеме по причине неудовлетворительной работы системы регулирования и технологической автоматики;

- низкую живучесть Калининградской ТЭЦ-2 в связи с недостаточно надежной организацией питания собственных нужд станции в аварийных ситуациях (не обеспечивается надежная работа ЧДА при выделении на район и выделение газовых турбин на собственные нужды).

1. Siemens AG отказывается учитывать системные требования к генерирующему оборудованию для обеспечения его работы в составе ЕЭС России.
2. Требуется включение системных требований к генерирующему оборудованию в ТУ на поставку.



Аварийность объектов генерации

22

- ✓ Количество аварий на электростанциях мощностью 25 МВт и более за 9 месяцев 2013 года составило 2957, что на 0,7 % ниже чем за аналогичный период 2012 г.

ТЭС мощностью 600 МВт и более с наибольшим ростом коэффициента аварийного простоя

Электростанция	К _{ав.пр} 9 мес. 2012	К _{ав.пр} 9 мес. 2013
ТЭС с пылеугольными энергоблоками		
Троицкая ГРЭС (ОГК-2)	0,40	0,51
Красноярская ГРЭС-2 (ОГК-2)	0,10	0,12
Томь-Усинская ГРЭС (СГК)	0,06	0,11
ТЭС с газо-мазутными энергоблоками и ПГУ		
Адлерская ТЭЦ (ОГК-2)	-	0,20
Правобережная ТЭЦ (ТГК-1)	0,08	0,16
Тюменская ТЭЦ-1 (Фортум)	0,03	0,10
Челябинская ТЭЦ-3 (Фортум)	0,02	0,05
Калининградская ТЭЦ-2 (ИНТЕР РАО)	0,001	0,05

Коэффициент аварийного простоя ТЭС с блоками (ПГУ) мощностью 150 МВт и более, с учетом аварийных снижений мощности ^э 50 МВт

Коэффициент аварийного простоя – доля аварийного снижения мощности ТЭС в расчетном периоде времени.

$$K_{ав.пр} = \frac{\sum_i (T_{ав.бл}^i * P_{уст.бл}^i)}{T_{9мес} * P_{уст}}$$

Среднее значение К_{ав.пр} в сравнении с аналогичным периодом прошлого года осталось на прежнем уровне и составляет:

- для пылеугольных блоков – 0,047
- для газо-мазутных блоков и ПГУ – 0,016

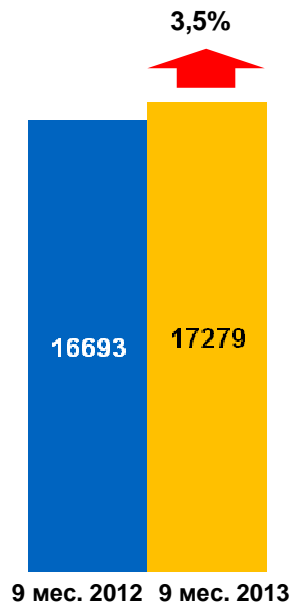
Генкомпании с ростом К_{ав.пр} в 2013 году

Компания	9 мес. 2012	9 мес. 2013	D, %
Фортум	0,016	0,040	в 2,5 раза
ТГК-1	0,031	0,060	в 1,9 раз
ОГК-2	0,052	0,062	19
СГК	0,047	0,051	8,5

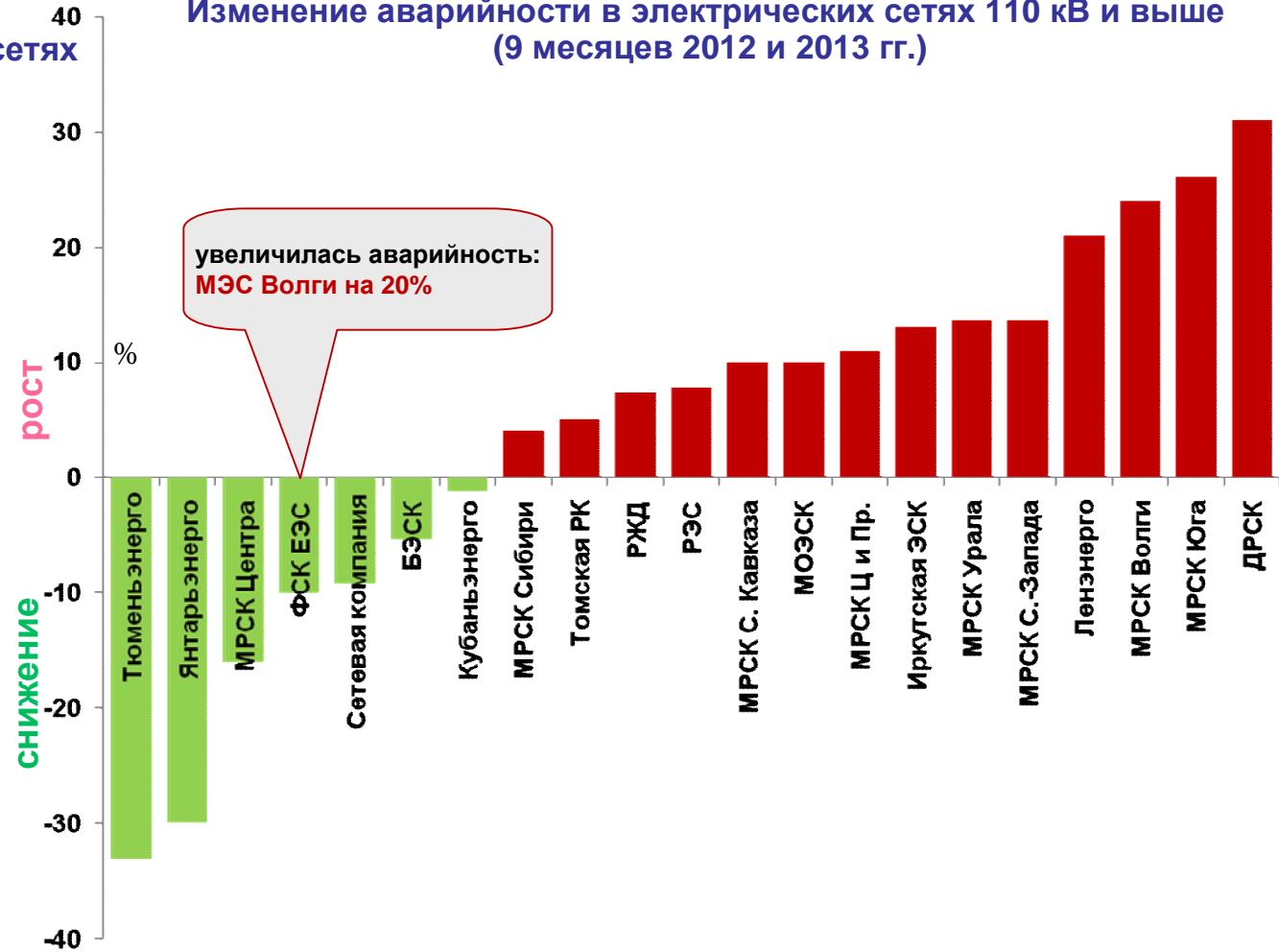


Аварийность на электросетевых объектах 110 кВ и выше

Количество аварийных отключений в электрических сетях



Изменение аварийности в электрических сетях 110 кВ и выше (9 месяцев 2012 и 2013 гг.)





Отсутствие обязательных требований – фактор риска при прохождении ОЗП

24

Число аварий, имеющих системное значение, растет:

2011 г.	2012 г.	2013 г.
50	61	на 30.10.2013 – 42 -?

Предпосылки / причины аварий в электроэнергетике – отсутствие обязательных требований к:

§организации технического и оперативного обслуживания ЛЭП, оборудования и устройств

§контролю за производством монтажных работ

§генерирующему оборудованию, его техническим характеристикам и системам регулирования, обязательности его участия в противоаварийном и режимном управлении

§техническим характеристикам ЛЭП и электросетевого оборудования, в том числе их перегрузочной способности, оснащённости РЗ и сетевой автоматикой

§функциональности устройств РЗА, исполнению их вторичных цепей и взаимодействию с АСУ ТП

§организации цепей постоянного тока

§производству переключений

§и т.д.

Поручения по итогам Всероссийских совещаний по ОЗП:

■**совещание о ходе подготовки к ОЗП 2011-2012:**

собственникам генерирующего оборудования устанавливать системы возбуждения генераторов и автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов в соответствии с системными требованиями к таким системам и регуляторам, рекомендованными для применения в ЕЭС России

■**совещание об итогах прохождения ОЗП 2011-2012:**

обеспечить ввод нового генерирующего оборудования, выполнение технологических защит которого соответствует принятым в ЕЭС требованиями к настройке АОСЧ

■**совещание об итогах прохождения ОЗП 2012-2013:**

обеспечить внесение изменений в законодательство по наделению Правительства РФ и Минэнерго полномочиями по утверждению отраслевых НПА, устанавливающих обязательные требования..., включая требования к объектам электроэнергетики, входящим в их состав оборудованию и устройствам, процессам проектирования, создания, реконструкции, модернизации и эксплуатации таких объектов и установок

НЕОБХОДИМО УСКОРИТЬ:

■**Принятие Правил технологического функционирования электроэнергетических систем**

■**Наделение Минэнерго России полномочиями по установлению отраслевых общеобязательных требований**



Готовность противоаварийного, режимного и диспетчерского управления

25

- Выданы и реализованы задания ОАО «СО ЕЭС» по АЧР и графикам аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности):
 - объем АЧР составил 110,8 ГВт (65,2 % от прогнозируемого потребления)
 - объем графиков ограничения режима потребления электрической энергии составляет 925 ГВт*ч, что соответствует не менее 25 % потребления электроэнергии
 - объем графиков ограничения режима потребления мощности и объем графиков временного отключения потребления составляет 34,4 ГВт и 34,3 ГВт соответственно, что составляет не менее 20 % потребления мощности.

Снижение потребления алюминиевыми заводами в Волгоградской энергосистеме, в ОЭС Урала и в ОЭС Сибири приведет к снижению объемов графиков аварийного ограничения режима потребления и объемов управляющих воздействий ПА. Потребуется дополнительное включение потребителей в графики в рамках отдельной процедуры в ОЗП

- В ноябре 2013 года будет введено в промышленную эксплуатацию универсальное программное обеспечение ЦС АРЧМ Кольской энергосистемы, ОДУ Урала, Юга, Средней Волги, Сибири, Востока и ЦКС АРЧМ ЕЭС России
- Получено 90% паспортов готовности филиалов ОАО «СО ЕЭС» к работе в ОЗП 2013/2014 г.



www.so-ups.ru

Оперативная информация о работе ЕЭС России

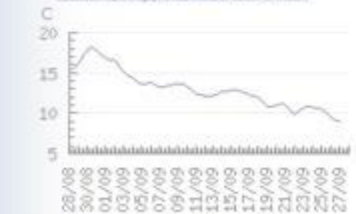


Индикаторы ЕЭС

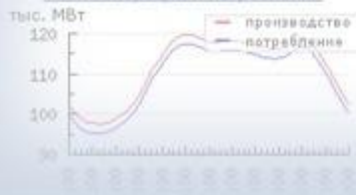
Частота в ЕЭС России



Температура в ЕЭС России



План генерации и потребления



Новости Системного оператора

25.09.2011 16:27

Рязанское РДУ приняло участие в тренировке по ликвидации аварий в региональной энергосистеме

Ситуация в условиях аномально низких температур

23.09.2011 14:45

Системный оператор провел натурные испытания Единой энергосистемы России

Цели испытаний - проверка фактического действия систем первичного регулирования генерирующего оборудования, оценка влияния ввода услуг по нормированному первичному регулированию частоты на характеристики ЕЭС России, определение частотных характеристик ЕЭС России и энергосистем стран-участниц параллельной работы с ЕЭС России

23.09.2011 11:16

Курское РДУ приняло участие в ликвидации условного нарушения электроснабжения потребителей города Курска и Курской области

22 сентября в рамках подготовки к проведению осенне-зимнего периода 2011/2012 г. состоялась

профилактическая тренировка персонала филиала ОАО «СО ЕЭС» по Курской области в рамках

региональных энергетических компаний, с участием ГУ МЧС России по Курской области и работников коммунальных служб

21.09.2011 11:34

Ввод в эксплуатацию новой парогазовой установки на Яввинской ГРЭС повысит надежность электроснабжения потребителей Псковской области

21.09.2011 11:34

Ввод в эксплуатацию новой парогазовой установки на Яввинской ГРЭС повысит надежность электроснабжения потребителей Псковской области

Спасибо за внимание

Шульгинов Николай Григорьевич

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ САЙТ
КОНКУРЕНТНОГО
ОТБОРА МОЩНОСТИ

САЙТ
БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА

БАКАНСКИ

РАСКРЫТИЕ
ИНФОРМАЦИИ

News
ПОДПИСКА НА НОВОСТИ

МИНЭНЕРГО РОССИИ

+1 -3



Подготовка объектов генерации Сочинского энергорайона

27



Дзубгинская ТЭС (2x98 МВт)

- Успешно проведены комплексные испытания ГТУ-1 и ГТУ-2
- Успешно проведены испытания ОПРЧ
- Успешно проведены испытания ЧДА
- Не опробованы и не введены в работу канал ПА по ВЛ 220 кВ Дзубгинская ТЭС – Горячий Ключ, устройство ФОЛ ВЛ 220 кВ Дзубгинская ТЭС – Горячий Ключ
- Необходимо организовать проверку готовности Дзубгинской ТЭС к работе в ОЗП после ее ввода в эксплуатацию (до 15.12.2013)



Адлерская ТЭС (1x176 МВт, 1x175 МВт)

- В ноябре 2013 года планируется проведение аттестационных испытаний по увеличению располагаемой мощности до 360 МВт
- До 01.12.2013 планируются натурные испытания ЧДА с выделением ПГУ-1 и ПГУ-2 на изолированные районы и ввод ЧДА в работу
- Установлены дополнительные фильтры очистки газа для повышения надежности работы станции
- С 29.10.2013 проводится проверка работы ТЭС на газопроводе Ду700 с полной располагаемой мощностью



ТЭЦ Туапсинского НПЗ (3x47, 1x12 МВт)

- Выполнено подключение заходов КЛ 110 кВ в рассечку ВЛ 110 кВ Шепси – Туапсе тяговая II цепь
- Заявленный срок начала комплексных испытаний ГТЭС 1 – 05-15.11.2013
- Отсутствуют технические ограничения на выдачу мощности Туапсинского НПЗ до 100 МВт. Необходимо подтверждение собственника о готовности выдачи мощности до 100 МВт в сеть в ремонтно-аварийных схемах Сочинского энергорайона



Сочинская ТЭС (2x39 МВт, 1x80 МВт)

- 05-06.10.2013 года успешно проведены натурные испытания ЧДА с выделением блока №3 на собственные нужды



Невыполненные работы по реконструкции и новому строительству энергообъектов в Сочинском энергорайоне к началу ОЗП 2013/2014 гг.

28



Реконструкция ВЛ 110 кВ транзита Шепси – Дагомыс (ОАО «Кубаньэнерго»)

- Не завершены работы по реконструкции воздушных участков ЛЭП 110 кВ Волконка-Головинка, Волконка-Якорная Щель (прогнозируемый срок завершения – 10.11.2013)
- Не завершены работы по строительству и вводу кабельных участков ЛЭП 110 кВ Аше – Лазаревская тяговая – Волконка, Волконка – Магри тяговая, Волконка – Головинка, Волконка – Якорная щель тяговая, Головинка – Лоо (прогнозируемый срок завершения – декабрь 2013 года)
- Не завершены работы по замене шин и ошиновки (провод АС-120) на ПС 110 кВ Волконка и по замене ошиновки (провод АС-120) на ПС 110 кВ Головинка (прогнозируемый срок завершения – 15.11.2013)



Реконструкция КВЛ 220 кВ Шепси – Дагомыс (ОАО «ФСК ЕЭС»)

- Реконструкция возможна после завершения реконструкции воздушных участков ЛЭП транзита 110 кВ Шепси – Дагомыс, замены шин и ошиновки на ПС 110 кВ Волконка и замены ошиновки на ПС 110 кВ Головинка
- Прогнозируемый срок завершения – 15.12.2013



Строительство и реконструкция каналов ПА и основных защит на кабельных участках КВЛ 110 кВ Сочинского энергорайона (ОАО «Кубаньэнерго»)

- Не завершены работы по монтажу и наладке каналов ПА и основных защит в связи с вводом в работу кабельных участков ЛЭП 110 кВ Волконка – Головинка, Головинка – Лоо, Дагомыс – Верещагинская – Альпийская – Сочинская ТЭС, Дагомыс – Дагомыс тяговая – Пасечная – Вишневая, Дагомыс – Бочаров ручей – Сочи, Дагомыс – Родниковая, Псоу – Кудепста, Псоу – Адлер, Адлер – Хоста, Дагомыс – Якорная щель
- Не завершены работы по монтажу и наладке каналов ПА в связи с вводом в работу кабельных участков ЛЭП 110 кВ Аше – Лазаревская тяговая – Волконка, Волконка – Магри тяговая, Волконка – Якорная щель тяговая
- Прогнозируемый срок завершения – 15.12.2013

Реконструкция ПС 220 кВ Тверская (ОАО «РЖД»)

- Ведутся работы по выполнению ВЧ канала ПА и каналов основных защит по ВОЛС на ВЛ 110 кВ Центральная – Тверская
- Прогнозируемый срок завершения – 30.11.2013



Невыполненные мероприятия противоаварийного управления Сочинского энергорайона (не введенные в работу нерезервированные устройства и каналы ПА по состоянию на 29.10.2013)

29

Невведенные каналы ПА

Всего – 16, в т.ч.:

- Сочинское ПМЭС-0.
- ОАО «Кубаньэнерго» – 5
- ОАО «Кубаньэнерго» и СПМЭС – 4
- ОАО «РЖД» и СПМЭС – 1
- ОАО «РЖД» и ОАО «Кубаньэнерго» – 1
- Адлерская ТЭС и ОАО «Кубаньэнерго» – 0
- Адлерская ТЭС и СПМЭС – 3
- Сочинская ТЭС и ОАО «Кубаньэнерго» – 1
- КППЭС и ОАО «Кубаньэнерго» – 1
- КППЭС и СПМЭС – 0

Невведенные устройства ПА

Всего – 38, т.ч.:

- ОАО «ФСК ЕЭС» - 21, в т.ч.
 - КПМЭС – 7
 - СПМЭС – 14
- ОАО «Кубаньэнерго» – 4
- Сочинская ТЭС – 7
- Адлерская ТЭС – 3
- Джубгинская ТЭС – 1
- ООО «Лукойл-Экоэнерго» – 1
- ОАО «РЖД» – 1

	Расчетный объем САОН, МВт	Снижение объемов САОН при отсутствии ввода устройств САОН, МВт	Снижение объемов САОН при отсутствии реализации каналов ПА, МВт	Снижение объемов САОН при отсутствии ввода устройств САОН и каналов ПА, МВт
ОН Тупсе	43	0	0	0
ОН Шепси	46	4	26	26
ОН Сочи	148	35	90	95
ОН Адлер	120	21	43	64
Всего	357	60	159	185



Объемы вводов генерирующего оборудования в 1984 – 2013гг. (ГВт)

30

Год	ТЭС, ГЭС	АЭС	Всего
1984	3,4	1,44	4,8
1985	5,6	3	8,6
1990	3,1	1	4,1
1991	2,0		2,0
1992	0,6		0,6
1993	1,6	1	2,6
1994	2,4		2,4
1995	1,0		1,0
1996	1,3		1,3
1997	0,6		0,6
1998	0,8		0,8
1999	0,6		0,6
2000	0,7		0,7
2001	1,8	1	2,8
2002	0,6		0,6
2003	1,9		1,9
2004	0,9		0,9
2005	1,9	1	2,9
2006	1,5		1,5
2007	2,1		2,1
2008	1,3		1,3
2009	1,3		1,3
2010	1,9	1	2,9
2011	4,7		4,7
2012	5,1	1	6,1
2013	2,64		2,64



Вводы генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России по ДПМ в 2013г.

31

Фактические вводы объектов ДПМ за 10 месяцев 2013г.

Суммарное увеличение мощности по ОЭС, МВт	Электростанция	Оборудование	Дата ввода	Увеличение установленной мощности, МВт
ОЭС Центра – 187,65	Новомосковская ГРЭС	ПГУ №8-9	17.04.2013г.	187,65
ОЭС Урала – 420,9	Няганская ГРЭС	ПГУ №1	25.03.2013г.	420,9
ОЭС Средней Волги – 229,5	Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ГТУ №1-3	27.09.2013г.	229,5
ОЭС Юга – 402,0	ПГУ Центральной Астраханской котельной	ПГУ №1	28.06.2013г.	116,0
		ПГУ №2	26.09.2013г.	106,0
	Джубгинская ТЭС	ГТУ-1	15.10.2013г.	90
	Джубгинская ТЭС	ГТУ-2	15.10.2013г.	90
ОЭС Сибири – 81,9	Омская ТЭЦ-3	ПГУ №1	13.06.2013г.	81,9
Всего по ЕЭС России				1321,95 МВт

Ожидаемые вводы объектов ДПМ в ноябре - декабре 2013г.

Суммарное увеличение мощности по ОЭС, МВт	Электростанция	Оборудование	Ожидаемая дата ввода	Увеличение установленной мощности, МВт
ОЭС Центра – 171,5	Вологодская ТЭЦ	ПГУ	01.11.2013г.	110,0
	ТЭЦ-9 Мосэнерго	ГТУ	01.11.2013г.	61,5
ОЭС Урала – 583,9	Пермская ТЭЦ-9	ГТУ	01.12.2013г.	165,0
	Няганская ГРЭС (Бл.2)	ПГУ	01.11.2013г.	418,9
Всего по ЕЭС России				755,4 МВт



Вводы генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России в 2013г. (не объекты ДПМ)

32

Фактические вводы генерирующего оборудования за 10 месяцев 2013г.

Суммарное увеличение мощности по ОЭС, МВт	Электростанция	Оборудование	Дата ввода	Увеличение установленной мощности, МВт
ОЭС Центра – 388,9	ГТЭС «Терешково»	ПГУ №1	01.07.2013г.	217,9
	УТЭЦ ОАО «НЛМК»	ПТ № 1,2,3	01.09.2013г.	150,0
	Обнинская ТЭЦ-1	ГТУ №1	01.10.2013г.	21,0
ОЭС Урала – 261,177	Курганская ТЭЦ-2	ПГУ №1	11.03.2013г.	113,1
		ПГУ №2	25.06.2013г.	112,077
	ГТЭС ДНС-3 Восточно-Сургутского м/р	НК-16СТ №1-3	01.04.2013г.	36,0
ОЭС Юга – 6,0	Мини-ТЭЦ г. Черкесска	G3520С	01.10.2013г.	6,0
ОЭС Северо - Запада – 0,63	МГЭС Рюмякоске	ГГ №1	24.07.2013г.	0,63
ОЭС Сибири – 666,0	Богучанская ГЭС	РО-75-230В №5	18.06.2013г.	333,0
		РО-75-230В №6	23.08.2013г.	333,0
Всего по ЕЭС России				1322,707

Ожидаемые вводы генерирующего оборудования в ноябре – декабре 2013г.

Суммарное увеличение мощности по ОЭС, МВт	Электростанция	Оборудование	Ожидаемая дата ввода	Увеличение установленной мощности, МВт	
ОЭС Центра – 142,0	РТЭС «Внуково» (Постниково)	ГТУ	31.12.2013г.	90,0	
		ПГУ-ТЭС в г.Тулаев	ПГУ	30.12.2013г.	52,0
ОЭС Урала – 88,0	Челябинская ТЭЦ-1	2хГТУ	15.12.2013г.	88,0	
ОЭС Северо – Запада – 110,0	Новоколпинская ТЭЦ	ПГУ	01.11.2013г.	110,0	
	ТЭЦ Туапсинского НПЗ	3хГТУ	31.12.2013г.	141,0	
ОЭС Юга – 387,5	ПГУ-ТЭЦ г.Знаменск	ПГУ	01.11.2013г.	44,0	
		Мобильные ГТЭС	9хГТУ	01.12.2013г.	202,5
ОЭС Сибири – 666,0	Богучанская ГЭС	РО-75-230В №5	01.11.2013г.	333,0	
		РО-75-230В №6	01.12.2013г.	333,0	
ОЭС Востока – 49,8	Мини-ТЭЦ	ГТУ	31.12.2013г.	49,8	
Всего по ЕЭС России				1443,3	



Примеры требований зарубежных нормативных документов, регламентирующих вопросы создания запасов и наличия резервного топлива на ТЭС

33

Ирландия

Решение комиссии по регулированию энергетики (CER/09/001 Secondary Fuel Obligations on Licensed Generation Capacity in the Republic of Ireland, 2009)

Газовые установки и установки ТЭЦ мощностью свыше 10 МВт должны иметь хранилища резервного топлива и иметь возможность работать на нем определенное время (от 3 до 5 суток) с мощностью не менее 90% от номинальной (на основном топливе). Оператор имеет право проверять дважды в год возможность работы на резервном топливе. Переменные расходы при этом компенсируются механизмами предоставления системных услуг.

Великобритания

Закон об электроэнергетике (Electricity Act, 1989), статья 34

Член кабинета министров вправе дать указание эксплуатирующей организации в отношении запасов топлива по их созданию, приведению в готовность и недопущению их снижения ниже определенного уровня

Системный кодекс – планирование (Grid Code – Planning code, 2013), п. PC.2.1

Предусматривается необходимость предоставления системному оператору информации о возможности работы газовых энергоустановок на альтернативном топливе в отношении каждой единицы оборудования с указанием мощности и длительности работы, условий переход на резервное топливо и числа успешных переходов за прошедший год и т.д.

Германия

Закон о электроснабжении и газоснабжении (Energiewirtschaftsgesetz, 2005), §50

Федеральное министерство обладает полномочиями с помощью Правительственного постановления издавать инструкции об обязанности предприятий энергоснабжения для своих установок по производству электроэнергии постоянно иметь в качестве запасов такое количество нефти, угля или иного горючего, которое необходимо для покрытия собственных потребностей в электроэнергии на 30 суток.



Примеры требований зарубежных нормативных документов, регламентирующих вопросы создания запасов и наличия резервного топлива на ТЭС

34

Европейский союз

Проект системного кодекса Евросоюза с требованиями по присоединению генерации ([ENTSO-E Network Code Requirements for Generators, 2013](#)), **статья 36**

Требование к владельцу генерирующих установок проводить испытания по требованию системного оператора, подтверждающие возможность работы установок на альтернативном топливе или топливных смесях и соблюдения при этом всех требований кодекса.

США

Критерии планирования энергосистемы ConEdison ([ConEdison EP-7100-10 Transmission Planning Criteria, 2011](#)), **п .1.13**

Все генерирующие станции, присоединяемые к газотранспортной сети ConEdison, должны быть спроектированы и эксплуатироваться с возможностью автоматического переключения с природного газа на жидкое топливо при снижении давления в газотранспортной системе или снижении др. условий газоснабжения. Автоматическое переключение должно происходить в течение 45 секунд при снижении давления газа при любом уровне нагрузки без перерыва в работе генерирующей станции. На станциях должно быть соответствующее оборудование, которое должно предусматриваться проектом.