

О результатах мониторинга технического состояния и ремонтов оборудования объектов электроэнергетики Уральского федерального округа за 7 месяцев 2016 года

Генеральный директор
Голубев П.В.

Новый Уренгой, 2016





Электроэнергетика Уральского федерального округа

Суммарная мощность электростанций (установленной мощностью 5 МВт и более) – **30 462,7 МВт**

Суммарная мощность трансформаторов (установленной мощностью более 63 МВА, напряжением 110 кВ и выше) – **73 274 МВА**

Общая протяженность ЛЭП (напряжением 110 кВ и выше) – **71 722 км**

Территориальных сетевых организаций – **309 шт.**

Субъекты генерации:

- ПАО «Юнипро» – 5 597,1 МВт (18,4%)
- АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» – 5 462,7 МВт (17,9%)
- ПАО «Энел Россия» – 5 456 МВт (17,9%)
- ООО «Газпром энергохолдинг» – 4952 МВт (16,3%)
- ОАО «Фортум» – 4 217,8 МВт (13,8%)
- АО «Концерн Росэнергоатом» – 1485,0 МВт (4,9%)
- ПАО «Т ПЛЮС» – 732 МВт (2,4%)
- Прочие компании – 2 560,1 МВт (8,4%)

Субъекты электросетевого комплекса:

ПАО «Российские сети» – 66 577 км ЛЭП в том числе:

- АО «Тюменьэнерго» - 24 414 км ЛЭП
- ПАО «ФСК ЕЭС» – 23 907 км ЛЭП
- ПАО МРСК Урала – 18 214 км ЛЭП
- АО «ЕЭСК» - 42 км ЛЭП

Прочие компании – 5 145 км ЛЭП

Наиболее крупные электростанции:

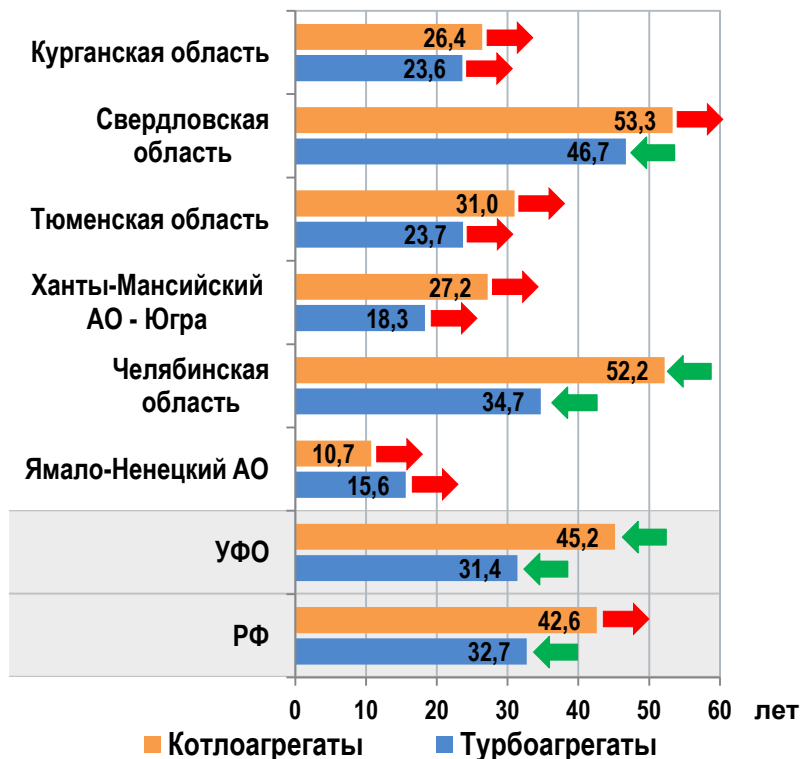
1. Сургутская ГРЭС-2 – 5 597 МВт
2. Рефтинская ГРЭС – 3 800 МВт
3. Сургутская ГРЭС-1 – 3 268 МВт



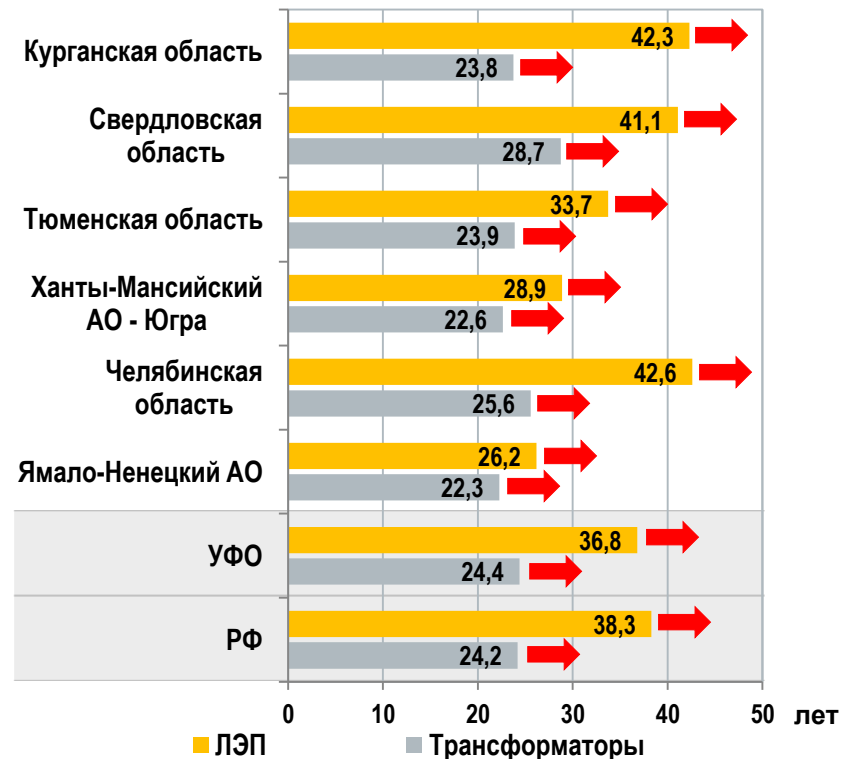


Сроки службы оборудования объектов электроэнергетики Уральского федерального округа

Средний срок службы генерирующего оборудования



Средний срок службы электротехнического оборудования электросетевого оборудования и ЛЭП



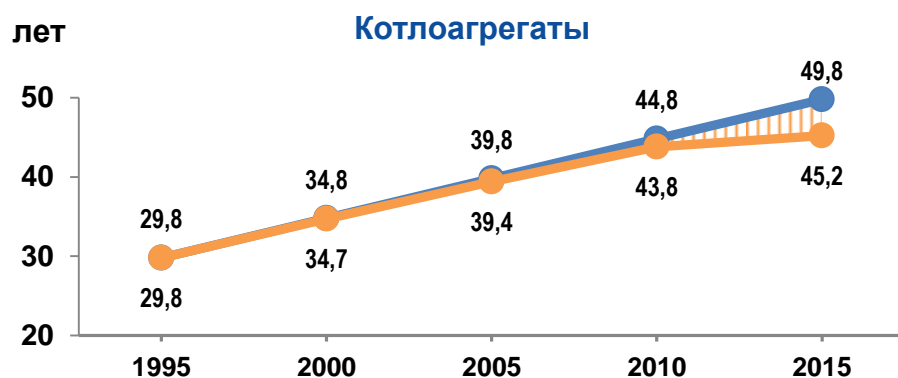
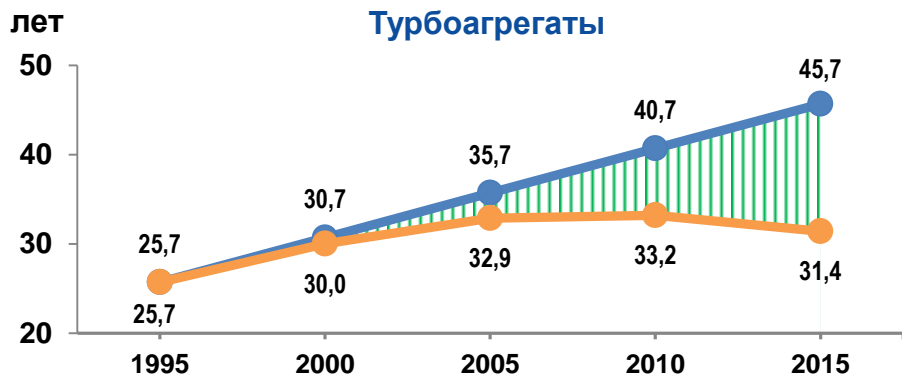
Оборудование с максимальным сроком службы

- **Котлоагрегаты** – ОАО «Фортум» Челябинская ГРЭС, ст. №№ 4, 6, 7 (марка Бабкок-Вилькокс, суммарная паропроизводительность – 190 т/ч), срок службы – 84 года
- **Турбоагрегаты** – ПАО «Энел Россия» Среднеуральская ГРЭС, ст. № 1, (тип Р-16-29/8,5; мощность - 16 МВт), срок службы - 79 лет
- **ЛЭП** филиал «Свердловэнерго» – ПАО «МРСК Урала» Уфалей-Малахит I, II цепи с отпайками на ПС Ново-Ивановская (37 км) – 85 лет
- **Трансформаторы** – Свердловское ПМЭС ПАО «ФСК ЕЭС» АТГ1 ПС 220 кВ Каменская (80 МВА) – 56 лет





Динамика изменения среднего срока службы основного оборудования объектов электроэнергетики Уральского федерального округа



Интенсивность обновления

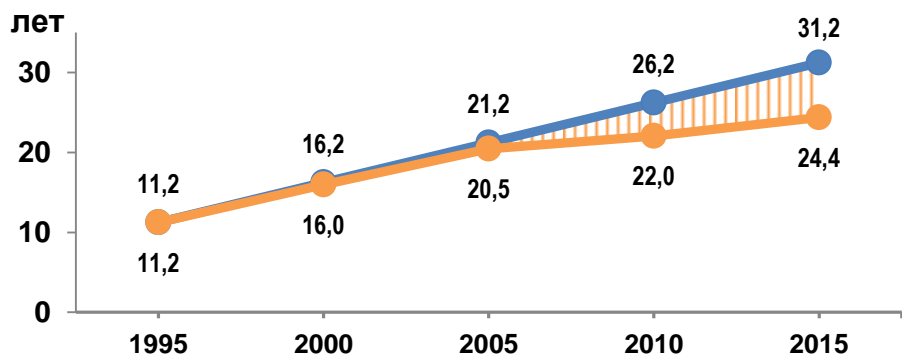
Наибольшая

Ханты-Мансийский АО – Югра, Свердловская и Челябинская области

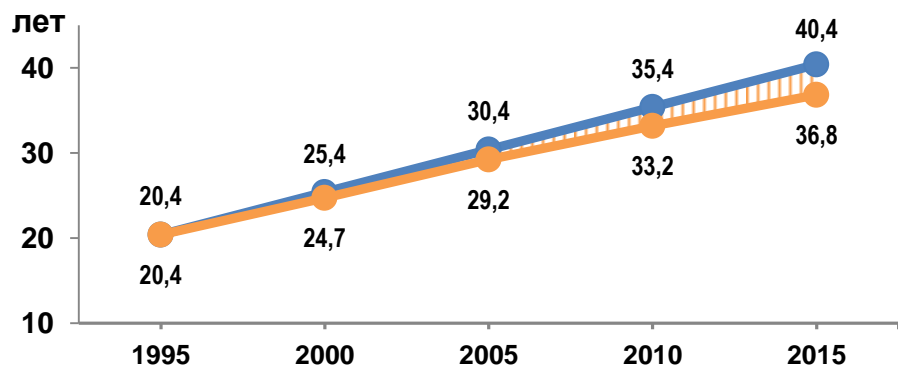
Наименьшая

Тюменская область, Курганская область

**Трансформаторы (автотрансформаторы),
Напряжением ≥ 110 кВ мощностью ≥ 63 МВА**



ЛЭП напряжением 110 кВ и выше



Интенсивность обновления

Наибольшая

Ханты-Мансийский АО – Югра, Свердловская область

Наименьшая

Челябинская область, Курганская область

—●— Естественное старение —●— Средний срок службы



Ресурс тепломеханического оборудования объектов электроэнергетики Уральского федерального округа

Вид оборудования	В пределах паркового ресурса			За пределами паркового ресурса			Исчерпан ресурс и не проведены мероприятия по продлению		
	шт.	МВт, т/ч	% *	шт.	МВт, т/ч	% *	шт.	МВт, т/ч	% *
Турбоагрегаты, в т. ч.:	108	11 142,7	47,8	118	19 320	52,2	5	1 238,5	2,2
газовые турбины	56	4 255,0	87,5	8	96	12,5	1	12,0	1,6
паровые турбины	52	6 887,7	32,1	110	19 224	67,9	4	68,5	2,5
Котлоагрегаты	47	20 575,8	19,0	200	79 970	81,0	-	-	-

* – от количества единиц соответствующего вида оборудования, эксплуатируемых на объектах электроэнергетики УФО

Оборудование, на котором несвоевременно и/или не в полном объеме проведены мероприятия по продлению нормативного срока службы:

- АО «СУАЛ» Богословская ТЭЦ паровые турбины ст. №№ 2, 3, 6, 10 суммарной установленной мощностью 68,5 МВт;
- ПАО «РАО Энергетические системы Востока» Казымская ГТЭС газовая турбина ст. № ГТГ-3 установленной мощностью 12 МВт



Несвоевременно или не в полном объеме проведенные мероприятия по продлению срока службы (ресурса) оборудования не позволяют определить фактическое техническое состояние оборудования, что увеличивает риски снижения надежности работы оборудования в период ОЗП



Сроки службы силовых трансформаторов и ЛЭП сетевых компаний Уральского федерального округа

Вид оборудования	В пределах нормативного срока службы			За пределами нормативного срока службы			За пределами нормативного срока службы и не проведены мероприятия по техническому освидетельствованию		
	шт.	МВА, км	% *	шт.	МВА, км	% *	шт.	МВА, км	% *
Трансформаторы	190	28 398	37,9	311	43 876	62,1	11	960	2,2
ЛЭП	1 637	53 995	74,0	575	17 727	26,0	0	0	0,0

* – от количества единиц трансформаторов и ЛЭП, эксплуатируемых на объектах электроэнергетики УФО

ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири – не проведены технические освидетельствования 2 трансформаторов суммарной мощностью 126 МВА;

ЗАО «Электросеть» не проведены технические освидетельствования 9 трансформаторов суммарной мощностью 834 МВА.



Нарушение требований по срокам проведения технических освидетельствований создает риск невыявления оборудования, техническое состояние которого требует проведения дополнительных диагностических обследований и капитальных ремонтов.



Планы ремонтов основного оборудования и ЛЭП объектов электроэнергетики, расположенных в Уральском федеральном округе

Вид оборудования	2013	2014	2015	2016
 Турбо-, гидроагрегаты, шт./МВт	$\frac{51}{8\ 839,1}$	$\frac{41}{8\ 405,3}$	$\frac{57}{8\ 793,8}$	$\frac{58}{9\ 356,5}$
 Котлоагрегаты, шт./т/ч	$\frac{81}{33\ 361,6}$	$\frac{64}{31\ 424,6}$	$\frac{56}{25\ 850,5}$	$\frac{63}{30\ 619,8}$
 Генераторы, шт./МВт	$\frac{45}{8\ 588,5}$	$\frac{34}{7\ 719,9}$	$\frac{51}{8\ 508,3}$	$\frac{56}{8\ 178,7}$
 Трансформаторы напряжением ≥ 110 кВ мощностью ≥ 63 МВА, шт./МВА	$\frac{43}{9\ 738,0}$	$\frac{29}{5\ 969,0}$	$\frac{31}{5\ 695,0}$	$\frac{35}{6\ 526,0}$
 ЛЭП напряжением ≥ 110 кВ, шт./км	$\frac{754}{6\ 583,0}$	$\frac{965}{7\ 998,2}$	$\frac{954}{10\ 963,7}$	$\frac{973}{11\ 024,1}$
 Расчистка ЛЭП от ДКР, га	14 222,0	16 283,6	16 386,7	16 795,4



В 2016 году объемы годового плана ремонтов котлоагрегатов по сравнению с 2015 годом увеличились на 18,4%, турбоагрегатов – на 6,4%.



Тепломеханическое оборудование генерирующих компаний с превышением нормативного межремонтного ресурса

Турбоагрегаты

Субъект электроэнергетики	Объект электроэнергетики	Станционный номер	Мощность, МВт	Наработка с последнего капитального ремонта на конец отчетного года, тыс. час	Нормативный межремонтный ресурс, тыс. час	Отклонение от межремонтного периода, %
ОАО «Курганская ГК»	Курганская ТЭЦ	7	100	38,5	34,0	13,2
		9	100	46,2	34,0	36,1
ПАО «Энел Россия»	Среднеуральская ГРЭС	1	16	60,6	50,0	21,2
		5	16	55,9	50,0	11,9
АО «СУАЛ»	Богословская ТЭЦ	1	20	39,2	34,0	15,3
	Красногорская ТЭЦ	9	17	38,9	34,0	14,5
ПАО «РАО Энергетические системы Востока»	Лабытнангская ГТЭС	ГТГ-1	12	31,8	22,5	41,6
		ГТГ-2	12	35,5	22,5	57,7

Котлоагрегаты

Субъект электроэнергетики	Объект электроэнергетики	Станционный номер	Паропроизводительность, т/ч	Наработка с последнего капитального ремонта на конец отчетного года, час	Нормативный межремонтный ресурс, час	Отклонение от межремонтного периода, %
ОАО «Курганская ГК»	Курганская ТЭЦ	11	420	30,9	27,2	13,9
АО «СУАЛ»	Богословская ТЭЦ	1	200	43,2	34,0	27,2
		11	200	39,7	34,0	16,8
		4	200	39,2	34,0	15,3
ПАО «Т ПЛЮС»	Нижнетуринская ГРЭС	4	200	35,5	27,2	30,4
		6	200	33,0	27,2	21,5



Выполнение планов ремонтов основного оборудования генерирующими компаниями Уральского федерального округа по итогам 7 месяцев 2016 года

Вид оборудования	2015 год			2016 год			Разница выполнения плана 7 месяцев 2015 и 2016 гг.
	7 месяцев		Выполнение годового плана, %	7 месяцев		Выполнение годового плана, %	
	План	Выполнение плана, %		План	Выполнение плана, %		
Турбо-, гидроагрегаты, МВт	4 407,8	68,0	34,1	3 243,1	60,1	20,8	-7,9
Котлоагрегаты, т/ч	13 137,5	66,9	34,0	11 665,8	68,8	26,2	+1,9
Генераторы, МВт	4 030,3	65,1	30,9	3 081,6	57,9	21,8	-7,2
Трансформаторы, МВА	553,0	0,0	0,0	780,0	72,2	17,3	+72,2

Субъекты электроэнергетики, допустившие исключения оборудования и существенные корректировки сроков ремонтов на период ОЗП в 2016 году

Субъект, объект электроэнергетики	Оборудование / Вид ремонта	Причины указанные собственником	Причины необоснованности исключения или переноса сроков ремонта	Риски прохождения ОЗП
ОАО «Курганская ГК» Курганская ТЭЦ	Турбоагрегат ст. № 6 (100 МВт), капитальный ремонт	КР исключен, техническое состояние собственником признано удовлетворительным.	<ul style="list-style-type: none"> - Механические повреждения и эрозийный износ диафрагм 22 ступеней проточной части турбины; - Превышение нормативного межремонтного ресурса на 68%; - Работа с выведенной защитой по повышению виброскорости корпусов подшипников турбины; - Эксплуатация турбины на номинальной нагрузке с пониженной (13 град) температурой острого пара . 	Нарушение теплоснабжения г. Курган (327 000 чел.)
	Турбоагрегат ст. № 8 (100 МВт), средний ремонт	СР исключен, техническое состояние собственником признано удовлетворительным.	<ul style="list-style-type: none"> - Превышение нормативного межремонтного ресурса на 13%; - Дефекты на регулирующей ступени ЦВД (утонение профиля и изменение геометрии лопаток); - Эксплуатация с превышением нормативного значения осевого сдвига РВД; - Эксплуатация с выведенной защитой от повышения уровня в сетевых подогревателях. 	
	Котлоагрегат ст. № 9 (420 т/ч), капитальный ремонт	КР исключен, техническое состояние собственником признано удовлетворительным.	<ul style="list-style-type: none"> - Превышение нормативного межремонтного ресурса на 25%; - Износ корпуса, разрушение обечаек, газовых труб, горелок и газовых устройств; - Исключен в 2015г. капитальный ремонт с запланированными работами по замене горелок, рабочих колес дымососов, электродвигателей дутьевых вентиляторов сепараторов пыли. 	

! За период 01.01.2011 по 01.08.2016 гг. из 13 запланированных капитальных ремонтов по Курганской ТЭЦ выполнено 3 (2 ремонта котлоагрегатов и 1 ремонт турбоагрегата без вскрытия цилиндров), из 10 запланированных средних ремонтов выполнено 2 (2 ремонта котлоагрегатов). Объем текущего ремонта турбоустановок ограничивается устранением дефектов, выявленных в процессе эксплуатации (устранение свищей и течей, неплотности арматуры). Исключение планово-предупредительных ремонтов в отсутствии системы мониторинга фактического технического состояния может привести к накоплению скрытых дефектов и стать причиной серьезной аварии.



Капитальные и средние ремонты оборудования, обоснованность исключения либо существенные корректировки сроков ремонтов которых не подтверждается АО «Техническая инспекция ЕЭС»

Субъект, объект электроэнергетики	Оборудование / Вид ремонта	Причины указанные собственником	Причины необоснованности исключения или переноса сроков ремонта	Риски прохождения ОЗП
ПАО «ЭНЭЛ Россия» Рефтинская ГРЭС	Энергоблок ст. № 1 (300 МВт, 2x475 т/ч), капитальный ремонт	Исключение в связи с совмещением в 2017 году ремонта КА с реконструкцией электрофильтров.	- Превышение нормативного межремонтного ресурса на 73%; - Наличие 4 аварийных отключений в 2016г., связанных с техническим состоянием; - Работа турбины с обрезанными рабочими лопатками ЦНД с согласованием заводом до октября 2016г.	Нарушение энергоснабжения промышленных районов Свердловской, Тюменской, Пермской и Челябинской областей, г. Асбест (36 000 чел.)
	Энергоблок ст. № 7 (500 МВт, 1650 т/ч), средний ремонт	Исключен в связи с проведением непланового ремонта по причине неудовлетворительного ТС вспомогательного оборудования котла.	-Неудовлетворительное техническое состояние поверхностей нагрева; - Одиннадцать аварийных отключений в 2016г., в т.ч. по причине неудовлетворительного состояния вспомогательного котельного оборудования	
	Энергоблок ст. № 8 (500 МВт, 1650 т/ч), средний ремонт	Исключен в связи с нахождением в длительном НР для устранения дефекта корпуса ЦВД турбины и необходимости замены системы охлаждения генератора.	Исключение в период НР работ по замене поверхностей нагрева и по ремонту пылесистем.	
	Энергоблок ст. № 10 (500 МВт, 1650 т/ч), средний ремонт	Скорректирован на октябрь 2016г. – январь 2017г. по причине нахождения в неплановом капитальном ремонте блока ст. № 8	- Превышение нормативного межремонтного ресурса на 106%; - Не проведено диагностирование турбины в целях продления срока дальнейшей эксплуатации; - Неудовлетворительное техническое состояние поверхностей нагрева; - Наличие 10 аварийных отключений в 2016г., связанных с техническим состоянием.	

! Невыполнение работ по ремонту пылесистем и вспомогательного оборудования, а также неудовлетворительное состояние поверхностей нагрева оказывают непосредственное влияние на надежную работу Рефтинской ГРЭС

АО «СУАЛ» Красногорская ТЭЦ	Турбоагрегат ст. № 6 (25 МВт), средний ремонт	Исключен в связи с несвоевременной поставкой запасных частей заводом АО «Полтавский ТЗ»	- Имеются дефекты проточной части; - Качество масла не соответствует требованиям НТД.	Нарушение энергоснабжения предприятий и теплоснабжения Красногорского района г.Каменска-Уральского (85 500 чел.)
	Турбоагрегат ст. № 2 17 МВт), средний ремонт	Скорректирован в связи с задержкой поставки ООО «Уралэнергомаш» направляющего аппарата для его замены.	- Превышение нормативного межремонтного ресурса на 8%.	

! Указанные замечания и не соблюдение регламента проверки плотности стопорных клапанов отмеченные в период выездной проверки могут привести к серьезной аварии, подобно происшедшей на аналогичном типе турбин Самарской ГРЭС 05.03.2016



Капитальные и средние ремонты объектов электроэнергетики Уральского федерального округа, окончание которых перенесено на ОЗП 2016/2017 гг.

Субъект, объект электроэнергетики	Оборудование/ Вид ремонта	Скорректированные сроки окончания	Причины	Риски прохождения ОЗП
АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» Верхнетагильская ГРЭС	Энергоблок ст. № 10 (205 МВт, 2х320 т/ч), средний ремонт	Октябрь (+5 мес.)	В целях совмещения с реконструкцией водяного экономайзера котла	Нарушение теплоснабжения г. Верхний Тагил (11 360 чел.)
ПАО «ЭНЭЛ Россия» Рефтинская ГРЭС	Энергоблок ст. № 10 (500 МВт, 1650 т/ч), средний ремонт	Январь 2017 (+5 мес.)	По причине длительного непланового капитального ремонта блока №8	Нарушение энергоснабжения промышленных районов Свердловской, Тюменской, Пермской и Челябинской областей, г. Асбест (36 000 чел.)
ОАО «Фортум» Аргаяшская ТЭЦ	Турбоагрегат ст. № 7 (30 МВт), капитальный ремонт	Ноябрь (+6 мес.)	В связи с проведением монтажных работ на турбине ст. №4	Нарушение энергоснабжения и теплоснабжения города Озерска, поселка Новогорный и химического комбината ПО «Маяк»
ОАО «Фортум» Челябинская ТЭЦ-2	Турбоагрегат ст. № 2 (60 МВт), капитальный ремонт	Октябрь (+2 мес.)	В связи с поздней поставкой генератора для замены НПО «ЭЛСИБ»	Нарушение теплоснабжения Тракторозаводского района г. Челябинска (156 000 чел.)
	Котлоагрегат ст. № 2 (210 т/ч), капитальный ремонт	Октябрь (+5 мес.)	В связи с необходимостью изготовления коллектора впрыска пароперегревателя ОАО «Челябэнергоремонт»	
ОАО «Фортум» Тюменская ТЭЦ-1	Турбоагрегат ст. № 5 (94 МВт), капитальный ремонт	Ноябрь (+4 мес.)	Необходимость непланового ремонта подкрановых путей	Нарушение централизованного теплоснабжения жилой и общественно-деловой застройки г. Тюмень (549 900 чел.)
	Паро-газовая установка ст. № ГТ ПГУ №1 (60 МВт) капитальный ремонт	Октябрь (+6 мес.)	Необходимость непланового ремонта подкрановых путей	
	Паро-газовая установка ст. № ПТ ПГУ №1 (130 МВт) средний ремонт	Октябрь (+6 мес.)	Необходимость непланового ремонта подкрановых путей	
АО «СУАЛ» Красногорская ТЭЦ	Турбоагрегат ст. № 2 (17 МВт), средний ремонт	Октябрь (+3 мес.)	В связи с задержкой поставки комплектующих ООО «Уралэнергомаш»	Нарушение энергоснабжения предприятий и теплоснабжения Красногорского района г. Каменска-Уральского (85 500 чел.)



Ход выполнения планов капитальных ремонтов основного оборудования и ЛЭП сетевыми компаниями Уральского федерального округа по итогам 7 месяцев 2016 года

Вид оборудования	2015 год			2016 год			Разница выполнения плана 7 месяцев 2015 и 2016 гг., %
	7 месяцев		Выполнение годового плана, %	7 месяцев		Выполнение годового плана, %	
	План	Выполнение плана, %		План	Выполнение плана, %		
ЛЭП 110 кВ и выше, км	4 684,3	92,1	39,4	6 297,8	92,5	46,6	+0,4
Расчистка просек от ДКР ЛЭП 110 кВ и выше, га	8 891,2	82,1	44,6	10 294,4	96,2	58,9	+14,1
Силовые трансформаторы, МВА	2 564,0	84,4	59,9	1 926,2	80,9	53,0	-3,5
Высоковольтные выключатели 110 кВ и выше, шт.	117	88,0	61,7	146	91,1	49,8	+3,1

Капитальные ремонты, окончание которых перенесено на более поздние сроки

Субъект, объект электроэнергетики	Оборудование/ вид ремонта	Скорректированные сроки окончания	Причина отклонения
МЭС Урала Южно-Уральское ПМЭС	Ремонт ЛЭП напряжением 110 кВ и выше (36,42 км)	Сентябрь (+2 мес.)	Из-за аварийного отключения оборудования на других энергообъектах.
	Расчистка участков трасс ЛЭП от ДКР (23,24 га)	Сентябрь (+2 мес.)	Невыполнение договорных условий подрядной организацией ЗАО «УралРемонтАвтоматика».
АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские ЭС	Расчистка участков трасс ЛЭП от ДКР (75,9 га)	Сентябрь (+2 мес.)	Из-за аварийного отключения оборудования на других энергообъектах.
АО «Тюменьэнерго» Тюменские РС	Ремонт ЛЭП напряжением 110 кВ и выше (81,3 км)	Сентябрь-Декабрь (+2 мес.)	
	Выключатели напряжением 110 кВ и выше, (6 шт.)	Сентябрь-Октябрь (+2 мес.)	Из-за не выбора подрядчика по итогам торгово-закупочных процедур (ремонт выполняется силами собственного персонала).



Качество проведения ТОиР объектов электроэнергетики Уральского федерального округа

По результатам выездных проверок ТОиР выявлено:

- турбоагрегаты принимаются из ремонтов в эксплуатацию с недопустимыми в соответствии с требованиями НТД дефектами проточных частей, дефектация оборудования при подготовке и проведении ремонта выполняется некачественно (Курганская ТЭЦ, Аргаяшская ТЭЦ, Красногорская ТЭЦ, Челябинская ТЭЦ-2, Серовская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-2, Верхнетагильская ГРЭС);
- не выполняется требуемый для восстановления нормативных характеристик объем работ по приведению оборудования в исправное состояние (Курганская ТЭЦ, Аргаяшская ТЭЦ, Красногорская ТЭЦ, Серовская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-2, Верхнетагильская ГРЭС).



Эрозионный износ рабочих лопаток регулирующей ступени РВД (ТА К-200(215)-130-1М1, 205 МВт)



Вмятины, опиления, эрозионные промывы направляющих лопаток диафрагмы ступени 27 ЦНД (ТА К-210-130, 205 МВт)



Выполнение законодательства РФ по разработке и утверждению схем теплоснабжения городов с населением 500 тыс. чел. и более

ЦЕЛЬ: экспертиза проектов схем теплоснабжения городских округов с численностью населения 500 тысяч человек и выше на достаточность и целесообразность предлагаемых технических решений для обеспечения надежного и экономически эффективного теплоснабжения потребителей при минимальном негативном воздействии на окружающую среду

Основание: **Федеральный закон от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»** ...**«утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов уполномоченными в соответствии с настоящим Федеральным законом органами должно быть осуществлено до 31 декабря 2011 года»**,.. в отношении утвержденных схем теплоснабжения должна проводиться их ежегодная актуализация **(не позднее 15 апреля текущего года)**.

 <p>Тюмень 634 тыс. жителей</p>	 <p>Челябинск 1 млн. 156 тыс. жителей</p>	 <p>Екатеринбург 1 млн. 429 тыс. жителей</p>
<p>Разработана и утверждена в 2016 г. Актуализированная схема ТС на рассмотрение поступала.</p>	<p>Разработана, но не утверждена. Отправлена на доработку в феврале 2016 г. Повторно на рассмотрение не поступала.</p>	<p>Разработана, утверждена в 2014 г. В 2016 г. актуализированная схема на рассмотрение не поступала.</p>



Несвоевременная разработка и реализация схем теплоснабжения существенно влияет на надежность и качество теплоснабжения потребителей при прохождении ОЗП

**Генеральный директор
Павел Владиленович Голубев**

**АО «Техническая инспекция ЕЭС»
Москва, Славянская площадь, д. 2/5, стр. 5
Тел./факс: +7 495 727 38 76
E-mail: post@ti-ees.ru**

