

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И КОТЕЛЬНЫХ
РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

**НОРМЫ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ**

РД 34.11.321-96

*Срок действия установлен с 01.07.1997
до 01.07.2007*

РАЗРАБОТАН	Всероссийским теплотехническим научно-исследовательским институтом (ВТИ), АООТ "Фирма по наладке совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС" (АО «Фирма ОРГРЭС»), АООТ "Всероссийский научно-исследовательский институт электротехники" (ВНИИЭ)
РАЗРАБОТЧИКИ	<i>Рузанков В.Н., Иванов Н.В., Гуторов В.Ф., Радин Ю.А., Бокша А.К., Втюрин Ю.Н., Вихрев Ю.В., Маркин Г.П., Живилова Л.М., Чугаева А.Н., Медик Е.Н., Калинина Н.М., Птицына О.А. (ВТИ), Поляков В.С., Касьянов Л.Н., Старосельский А.Н., Ажикин А.Г., Буртаков В.С. (АО «Фирма ОРГРЭС»), Фотин Л.П., Щуров В.М. (ВНИИЭ).</i>
УТВЕРЖДЕН	Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" Начальник <i>А.П.Берсенева</i> 03.12.1996 г.

Взамен РД 34.11.321-88

Настоящие нормы распространяются на систему измерений основных технологических параметров, применяемых для оперативного контроля и управления технологическими процессами, а также при планировании, нормировании и составлении отчетности о тепловой экономичности энергетического оборудования тепловых электрических станций, газотурбинных установок, тепловых и электрических сетей и устанавливают нормы погрешности измерений этих параметров в стационарном режиме работы оборудования.

Настоящий документ не регламентирует нормы погрешности при работе энергетического оборудования в нестационарном режиме.

Положения настоящего отраслевого руководящего документа подлежат применению расположенными на территории Российской Федерации предприятиями и объединениями предприятий, имеющими в своем составе (структуре) тепловые электростанции, котельные, тепловые и электрические сети, независимо от форм собственности и подчинения.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 При организации и проведении измерений технологических параметров необходимо использовать руководящие нормативные документы: "Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами", ГОСТы и ОСТы, указанные в таблицах. Нормы погрешности измерений технологических параметров, не регламентированные государственными органами, установлены на основе опыта эксплуатации и экспертных оценок специалистов с учетом отраслевых методических и руководящих документов, также указанных в таблицах.

1.2 Нормы погрешности измерений установлены для вновь сооружаемых и реконструируемых энергетических объектов.

На действующих энергетических объектах измерения осуществляются с погрешностью, обеспечиваемой методами и средствами измерений, предусмотренными проектом.

Измерения, подлежащие государственному контролю и надзору, должны осуществляться в соответствии с нормами погрешности, установленными государственными или отраслевыми

нормативными документами и методиками выполнения измерений, аттестованными в установленном порядке.

1.3 Нормы погрешности измерений представлены в абсолютных или относительных единицах параметра и учитывают все составляющие погрешности измерений (методические, инструментальные, субъективные).

1.4 Нормы погрешности измерения параметров, участвующих в расчете технико-экономических показателей (ТЭП), установлены с учетом обеспечения точности комплексных итоговых показателей удельного расхода топлива на отпущенные электроэнергию и тепло в течение месяца (см. раздел 2 РД 34.08.552-95). Если существующие методы измерений не позволяют обеспечить необходимую погрешность измерений отдельных параметров для расчета ТЭП, в скобках таблиц указаны значения, которые необходимо достигнуть путем совершенствования средств измерений.

1.5 При выдаче технических заданий на новые средства измерений следует исходить из данных Норм погрешности.

2 НОРМЫ ПОГРЕШНОСТИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

Таблица 1

Параметр	Нормируемая погрешность				Нормативный документ	Примечание
	для оперативного контроля		для расчета ТЭП			
	абсолютная	приведенная, %	абсолютная	приведенная, %		
<i>1 Твердое топливо</i>						
1.1 Масса в движущемся составе, на ходу (нетто)	-	±1,0	-	±1,0	МИ 1953-88 ГОСТ 11762	В зависимости от зольности
1.2 Масса в вагоне (нетто)	-	11,75	-	±1,75	То же	
1.3 Масса на движущемся конвейере	-	±1,0	-	±1,0		
1.4 Теплота сгорания, низшая, кДж/кг	±85	-	±85	-	ГОСТ 147-74	
1.5 Содержание золы, %	-	-	±0,5	-	ГОСТ 11022	
1.6 Содержание влаги, %	-	-	±0,3	-	ГОСТ 11014	
Пылевоздушная (пылегазовоздушная) смесь перед (за) мельничным вентилятором перед (за) мельницей, в пылепроводах перед горелками:						
1.7 температура, °С	±2,0	-	-	-		
1.8 массовая концентрация кислорода (кроме тощего, экибастузского, ОС, 2СС)	-	±5,0	-	-		
<i>2 Жидкое топливо</i>						
2.1 Масса в движущемся составе	-	±0,5	-	±0,5	МИ 1953-88	
2.2 Масса в цистерне (нетто)	-	±0,5	-	±0,5	То же	
2.3 Расход топлива, подаваемого в котел	-	±2,0	-	±2,0		
2.4 Расход топлива в линии рециркуляции от котла	-	±3,5	-	±2,0		
2.5 Давление перед горелками	-	±2,5	-	-		
2.6 Температура перед	±1,0	-	±1,0	-	РД 34.09.109	

горелками, °С						
2.7 Теплота сгорания низшая, кДж/кг	±130	-	±130	-	ГОСТ 21261	
2.8 Плотность, г/см ³	0,0006	-	0,0006	-	ГОСТ 3900	
2.9 Содержание воды, %	±2,0	-	±2,0	-	ГОСТ 2477	
<i>3 Газообразное топливо</i>						
3.1 Расход топлива, подаваемого на установку	-	±1,6		±1,6	РД 34.11.315	
3.2 Температура, °С	±2,0	-	±2,0	-		
3.3 Давление	-	±1,0	-	±1,0		
3.4 Плотность, кг/м ³	±0,004	-	±0,004	-		
3.5 Теплота сгорания низшая, кДж/м ³	±170,0	-	±170,0	-	ГОСТ 10062	
<i>4 Вода</i>						
Исходная вода, поступающая на водоподготовительную установку:						
4.1 расход	-	±4,0	-	±4,0	Рекомендации по оснащению ТЭС и АЭС водоизмерительной аппаратурой (М.: СПО "Союзтехэнерго", 1983)	
4.2 давление	-	±2,5	-	±2,5		
4.3 температура, °С	±2,0	-	-	-		
Исходная вода на входе в подогреватель:						
4.4 давление	-	±2,5	-	-		
Исходная вода после подогревателя:						
4.5 температура, °С	±1,0	-	±1,0	-	РД 34.37.502	
Вода на входе (выходе) фильтров:						
4.6 Расход	-	±2,5	-	-		
4.7 Давление	-	±2,5	-	-		
Вода и реагенты в баках:						
4.8 уровень	-	±5,0	-	-		
Вода на входе в конденсатоочистку:						
4.9 расход	-	±3,5	-	-		
Химически обессоленная вода:						
4.10 расход	-	±2,5	-	±2,5		
4.11 давление	-	±2,5	-	-		
4.12 температура, °С	±2,0	-	±2,0	0		
4.13 удельная электрическая проводимость, мкСм/см	±0,06	-	-	-	РД 34.11.332	
Питательная вода на входе в котел (перед РПК):						
4.14 расход	-	±2,5	-	±1,5		
4.15 давление	-	±2,5	-	±1,0		
4.16 температура, °С	±3,0	-	±3,0 (±2,0)	-	РД 34.11.317 РД 34.11.323	
4.17 значение рН	±0,2	-	-	-		
4.18 удельная электрическая проводимость, мкСм/см	±0,06	-	-	-	РД 34.11.322	
4.19 содержание кислорода	-	±10	-	-		
4.20 содержание натрия, рNa	±0,15	-	-	-		

Питательная вода за подогревателем высокого давления:						
4.21 расход	-	±1,5	-	±1,5		
4.22 давление	-	±2,5	-	±1,0		
4.23 температура, °С	±3,0	-	±2,0	-		
Питательная вода на стороне нагнетания питательных насосов:						
4.24 давление	-	±1,5	-	±1,5		
Вода за экономайзером:						
4.25 температура, °С	±3,0	-	-	-		
Котловая вода:						
4.26 расход (непрерывная продувка барабанных котлов)	-	±2,5	-	±2,5		
4.27 уровень, мм	±10,0	-	-	-		
4.28 значение рН	±0,2	-	-	-		
Питательная вода на впрыск:						
4.29 расход	-	±2,5	-	±2,5		
4.30 давление	-	±2,5	-	±2,5		
4.31 температура, °С	±3,0	-	±3,0	-		
4.32 массовая концентрация солей в питательной воде, мг/кг	±8,0	-	-	-		
Сетевая вода, поступающая на собственные нужды:						
4.33 расход	-	±5,0	-	±1,5		
4.34 давление	-	±2,5	-	±1,5		
4.35 температура, °С	±1,0	-	±1,0	-		
Сетевая вода, возвращаемая от потребителей собственных нужд:						"Рекомендации по оснащению ТЭС и АЭС водоизмерительной аппаратурой" (М.: СПО, "Союзтехэнерго", 1983)
4.36 расход	-	±5,0	-	±3,0		
4.37 давление	-	±2,5	-	±1,5		
4.38 температура, °С	±1,0	-	±1,0	-		
Сетевая вода, проходящая через бойлерную установку:						
4.39 расход	-	±2,5	-	±1,5		То же
4.40 давление	-	±1,5	-	±1,5		
4.41 температура на входе и выходе, °С	±1,0	-	±1,0	-		
Сетевая вода на выводах источника тепла (подающая и обратная линии)						
4.42 расход	-	±5,0	-	±3,0 (±1,5)		То же
4.43 давление	-	±1,5	-	±1,5		
4.44 температура, °С	±1,0	-	±1,0	-		
Подпиточная вода теплосети.						
4.45 расход	-	±2,5	-	±1,5		
4.46 давление	-	±1,5	-	±1,5		
4.47 температура, °С	±1,0	-	±1,0	-		
4.48 содержание кислорода	-	±10	-	-		
Охлаждающая вода, проходящая через						

башенный охладитель: 4.49 разность температур Исходная, питательная, котловая, охлаждающая и сетевая воды:	-	±20,0	-	±10,0	
4.50 содержание железа в диапазонах концентраций в пробе					ОСТ 34-70- 953.4
0,2-0,5 мкг	-	±15,0	-	-	Сульфосали- цилатный метод
0,5-1,0 мкг	-	±10,0	-	-	
1,0-5,0 мкг	-	±3,0	-	-	
10,0-50,0 мкг	-	±1,0	-	-	
0,2-0,5 мкг	-	±15,0	-	-	
0,5-1,0 мкг	-	±10,0	-	-	Ортофенант- ролиновый метод
1,0-5,0 мкг	-	±3,0	-	-	ОСТ 34-70- 953.3
10,0-50,0 мкг	-	±1,0	-	-	
4.51 Содержание гидразина в диапазонах концентраций в пробе					
0,2-0,5 мкг	-	±50,0	-	-	
0,5-1,0 мкг	-	±40,0	-	-	
1,0-3,0 мкг	-	±15,0	-	-	ОСТ 34-70- 953.6
3,0-8,0 мкг	-	±5,0	-	-	
4.52 содержание кремниевой кислоты в диапазонах концентраций в пробе					
до 12 мкг	-	25	-	-	
25 мкг	-	20	-	-	
50 мкг	-	25	-	-	
100 мкг	-	10	-	-	ОСТ 34-70- 953.5
200 мкг	-	5	-	-	
Питательная (ее составляющие), химически обессоленная и котловая воды:					
4.53 содержание меди в диапазонах концентраций в пробе					
0,5-1,0 мкг	-	±7,0	-	-	
1,0-5,0 мкг	-	±3,0	-	-	
5,0-10,0 мкг	-	±1,0	-	-	
<i>5 Воздух</i>					
Воздух окружающей среды:					
5.1 температура, °С	±1,0	-	±1,0	-	РД34.11.308
5.2 барометрическое давление	-	±2,0	-	±0,5	
Воздух перед мельницей, вентиляторами, воздухоподогревателями и калориферами:					
5.3 расход	-	±5,0	-	-	
5.4 давление	-	±2,5	-	-	
5.5 температура, °С	±3,0	-	±3,0	-	
Воздух за воздухоподогревателями, калориферами, рециркуляция воздуха:					РД 34.11.312
5.6 давление	-	±2,5	-	±1,0	
5.7 температура, °С	±2,0	-	±2,0	-	

Воздух перед компрессором газотурбинной установки:					
5.8 расход (перепад)	-	±2,5	-	±1,0	
5.9 давление	-	±1,0	-	±0,5	
5.10 температура, °C	±1,0	-	±1,0	-	
Воздух за компрессором газотурбинной установки:					
5.11 температура, °C	±2,0	-	±2,0	-	РД 34.11.312
Воздух на охлаждение газотурбинной установки:					
5.12 расход (перепад)	-	±2,5	-	±1,0	
5.13 давление	-	±0,5	-	±0,5	
5.14 температура, °C	±4,0	-	±4,0	-	
<i>6 Продукты сгорания</i>					
Газ в верхней части топки котла:					
6.1 разрежение	-	±5,0	-	-	
Газ рециркуляции:					
6.2 расход	-	±5,0	-	-	
Газ в поворотных камерах котла:					
6.3 температура, °C	±5,0	-	-	-	
Газ перед воздухоподогревателем:					
6.4 разрежение	-	±4,0	-	-	
6.5 температура, °C	±4,0	-	-	-	
Газ за воздухоподогревателем и дымососом:					
6.6 разрежение	-	±5,0	-	-	
6.7 температура, °C	±4,0	-	±3,0	-	РД 34.11.307
(для котлов с мокрыми скруберами температура, °C)	±6,0	-	±3,0	-	
Продукты сгорания перед газотурбинной установкой:					
6.8 давление	-	±1,6	-	±0,6	
6.9 температура, °C	±10,0	-	±10,0	-	
Продукты сгорания после газо-турбинной установки:					
6.10 давление	-	±1,0	-	±1,0	
6.11 температура, °C	±3,0	-	±3,0	-	
Уходящие газы:					
6.12 массовая концентрация O ₂	-	±10,0	-	-	РД 34.11.306
6.13 массовая концентрация CO	-	±10,0	-	-	РД 34.11.306
6.14 массовая концентрация NO ₂	-	±10,0	-	-	РД 34.11.309
6.15 массовая концентрация SO ₂	-	±10,0	-	-	РД 34.11.305
6.16 массовая концентрация летучей золы и сажи	-	±25,0	-	-	РД 52.04.59 РД 34.02.305
6.17 расход дымовых газов	-	±10,0	-	-	РД 52.04.59
<i>7 Пар</i>					
Пар к мельницам и на распыливание мазута:					
7.1 давление	-	±2,5	-	±2,5	

Свежий пар за котлом:					
7.2 давление	-	±1,0	-	±0,6 (±0,4)	РД 34.11.318
7.3 расход	-	±1,5	-	±1,5	
7.4 температура, °С	±5,0	-	±2,0	-	
7.5 значение рН	±0,2	-	-	-	
7.6 удельная электрическая проводимость, мкСм/см	±0,06	-	-	-	
Пар за отдельными ступенями пароперегревателей:					
7.7 температура, °С	±8,0	-	-	-	
Насыщенный и влажный пар за котлом:					
7.8 давление	-	±1,0	-	±0,6	РД 34.11.318
7.9 температура, °С	±8,0	-	±8,0	-	
7.10 влажность	-	-	-	±0,05	
7.11 значение рН	±0,2	-	-	-	РД 34.11.323
7.12 удельная электрическая проводимость, мкСм/см	±0,06	-	-	-	РД 34.11.322
7.13 содержание натрия рNa	0,15	-	-	-	
Пар до встроенной задвижки (для прямоточных котлов):					
7.14 давление	-	±1,5	-	-	
7.15 температура, °С	±8,0	-	-	-	РД 34.11.319
Пар в тракте холодного перегрева:					
7.16 расход	-	±1,5	-	±1,5	
7.17 давление	-	±1,0	-	±1,0 (±0,4)	РД 34.11.316
7.18 температура, °С	±8,0	-	±2,0	-	РД 34.11.313
Пар в тракте горячего промперегрева перед отсечными клапанами ЦСД:					
7.19 давление	-	±1,0	-	±0,6 (±0,4)	РД 34.11.316
7.20 температура, °С	±8,0	-	±2,0	-	РД 34.11.313
Пар, отбираемый из тракта промперегрева на собственные нужды:					
7.21 расход	-	±2,5	-	±2,5	
7.22 давление	-	±2,5	-	±2,5	РД 34.11.316
7.23 температура, °С	±8,0	-	±4,0	-	РД 34.11.313
Пар, подаваемый на обдувку поверхностей нагрева котла:					
7.24 расход	-	±3,5	-	±2,5	
7.25 давление	-	±2,5	-	±2,5	
7.26 температура, °С	±4,0	-	±4,0	-	
Пар перед стопорными клапанами цилиндра высокого давления:					
7.27 давление	-	±1,0	-	±0,6 (±0,4)	РД 34.11.318
7.28 температура, °С	±8,0	-	±2,0	-	РД 34.11.319
7.29 расход	-	±1,5	-	±1,5	
Пар в регулирующей ступени:					

7.30 давление	-	±1,0	-	±0,6	РД 34.11.313
7.31 температура, °С	±8,0	-	±2,0	-	
Пар за цилиндром высокого давления:					
7.32 давление	-	±1,0	-	±0,4	
7.33 температура, °С	±8,0	-	±2,0	-	
Пар за цилиндром среднего давления:					
7.34 давление	-	±1,0	-	±0,4	
7.35 температура, °С	±3,0	-	±2,0	-	
Пар, подаваемый на питательный турбонасос:					
7.36 расход	-	±2,5	-	±1,5	
7.37 давление	-	±1,0	-	±0,6	
7.38 температура, °С	±8,0	-	±3,0	-	
Пар на выхлопе питательного насоса:					
7.39 давление	-	±1,0	-	±1,0	
7.40 температура, °С	±8,0	-	±2,0	-	
Пар в выносном сепараторе Р-20 пусковых схем с прямоточными котлами:					
7.41 давление	-	±1,0	-	-	
Пар, подаваемый для отпуска тепла:					
7.42 расход	-	±2,5	-	±2,5	
7.43 давление	-	±1,0	-	±0,6	
7.44 температура, °С	±8,0	-	±3,0	-	
Пар на выхлопе турбины (с противодавлением):					
7.45 расход	-	±2,5	-	±1,5	
7.46 давление	-	±1,0	-	±0,6	
7.47 температура, °С	±8,0	-	±3,0	-	
Пар, подаваемый на турбовоздуховку:					
7.48 расход	-	±2,5	-	±2,5	
7.49 давление	-	±1,0	-	±0,6	
7.50 температура, °С	±5,0	-	±3,0	-	
Пар на выхлопе турбовоздуховки:					
7.51 давление	-	±1,0	-	±1,0	
7.52 температура, °С	±4,0	-	±2,0	-	
Пар в конденсаторе турбины, питательного турбонасоса, турбовоздуховки:					
7.53 давление в каждой секции (абсолютное)	-	±1,0	-	±1,0	
7.54 температура, °С	±1,0	-	-	-	
Переток пара между энергоблоками:					
7.55 расход	-	-	-	±2,0	
Пар, подаваемый на бойлер:					
7.56 давление	-	±1,0	-	±1,0	
7.57 температура, °С	±4,0	-	±3,0	-	
Пар в котельной:					
7.58 давление	-	±1,0	-	±1,0	
7.59 массовая концентрация солей в паре, мг/кг	-	±8,0	-	-	

<i>8 Конденсат</i>					
Конденсат турбины после обессоливающей установки:					
8.1 температура, °С	±1,0	-	±1,0	-	
8.2 удельная электрическая проводимость, мкСм/см	±0,06	-	-	-	РД 34.11.322
8.3 содержание кислорода	-	±10,0	-	-	
Конденсат на выходе из конденсатора:					
8.4 расход	-	±2,5	-	-	
8.5 давление	-	±1,5	-	±1,5	
8.6 температура, °С	±1,0	-	±1,0	-	
8.7 значение рН	±0,2	-	-	-	РД 34.11.323
8.8 удельная электрическая проводимость, мкСм/см	±0,06	-	-	-	РД 34.11.322
Возвратный конденсат:					
8.9 расход	-	±2,5	-	±2,5	
8.10 температура, °С	±2,0	-	±1,0	-	
8.11 значение рН	±2	-	-	-	РД 34.11.323
8.12 удельная электрическая проводимость, мкСм/см	±0,06	-	-	-	РД 34.11.322
Конденсат на отопление:					
8.13 расход	-	±4,0	-	-	
8.14 температура, °С	±2,0	-	-	-	
Сточные воды:					
8.15 значение рН	±0,2	-	-	-	
<i>9 Тепловая энергия</i>					
9.1 Количество теплоты, отпускаемой с сетевой водой на каждой тепломагистрале выводных коллекторов	-	±2,5	-	±2,5	Правила учета тепловой энергии и теплоносителей (М. МЭИ, 1995)
9.2 Количество теплоты, отпускаемой с сетевой водой, проходящей через бойлерную установку	-	±2,5	-	±2,5	То же
9.3 Количество теплоты, отпускаемой с паром на каждой тепломагистрале выводных коллекторов	-	±3,0	-	±2,5	
9.4 Количество теплоты возвратного конденсата на каждой тепломагистрале	-	±2,0	-	±2,0	То же
<i>10 Тепловая мощность</i>					
10.1 Мощность сетевой воды на каждой тепломагистрале	-	±3,0	-	-	
10.2 Мощность пара, подаваемого для отпуски теплоты, на каждой тепломагистрале	-	±4,0	-	-	
10.3 Мощность возвратного конденсата на каждой тепломагистрале	-	±3,0	-	-	
<i>11 Другие параметры</i>					
Водород в корпусе генератора (возбудителя):					Правила устройства электроустановок

11.1 давление	-	±2,0	-	-	(1995 г)
11.2 температура, °С	±2,0	-	-	-	
Дистиллят в контуре охлаждения статора ротора и сердечника генератора:					
11.3 расход К	-	-±4,0	-	-	То же
11.4 давление	-	±2,0	-	-	
11.5 температура, °С	±2,0	-	-	-	
Жидкость в контуре охлаждения генератора, охлаждающая водород, масло и дистиллят:					Правила устройства электроустановок (1995 г)
11.6 давление	-	±4,0	-	-	
11.7 температура, °С	±2,0	-	-	-	
11.8 расход	-	±4,0	-	-	
Масло уплотнения вала генератора, подаваемое на подшипник турбины после маслоохладителя:					То же
11.9 температура, °С	±1,0	-	-	-	
Обмотка статора и возбуждения генератора, сердечник статора генератора:					
11.10 температура, °С	±2,0	-	-	-	
Подшипники турбины:					
11.11 температура баббита, °С	±1,0	-	-	-	
11.12 скорость вибрации	-	±10,0	-	-	
Валопровод турбогенератора:					
11.13 относительная вибрация	-	±10,0	-	-	
Ротор турбины:					
11.14 осевой сдвиг	-	±5,0	-	-	
11.15 относительное расширение	-	±5,0	-	-	
11.16 прогиб	-	±10,0	-	-	
Корпус турбины:					
11.17 абсолютное расширение, мм	±5,0	-	-	-	
Металл змеевиков поверхностей нагрева котла в необогреваемой зоне, паропроводов, корпусов и толстостенных элементов энергооборудования:					
11.18 температура, °С	±5,0	-	-	-	
Турбина, турбонасос:					
11.19 частота вращения, об/мин	±3,0	-	-	-	
Электрическая сеть:					Правила устройства электроустановок (1995 г.)
11.20 Частота, с ⁻¹	±0,1		±0,02		ГОСТ 13109

3 НОРМЫ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица 2

Параметр	Нормируемая погрешность для операт. контроля		Нормативный документ	Нормируемая погрешность для АСУ и ТЭП		Нормативный документ	Примечание
	абсолютная	относительная, %		абсолютная	относительная, %		
<i>1 Электрический ток</i>							
1.1 Ток возбуждения генераторов и компенсаторов	-	±1,5	Правила устройства электроустановок (1995 г.)*	-	±0,2	"Требования к оборудованию энергоблоков мощностью 300МВт и более, определяемые условиями их автоматизации" (М СПО "ОРГРЭС", 1976)	
* В РД 34.11.321-96 допущена опечатка: вместо «(1995 г.)» следует читать «(1985 г.)».							
1.2 Ток в цепях генераторов постоянного тока и силовых преобразователей	-	±1,5	Правила устройства электроустановок (1995 г)	-	±0,5		
1.3 Ток в цепях аккумуляторных батарей	-	±1,5	Правила устройства электроустановок (1995 г)	-	±0,5	База данных АСУ СЗТЭЦ Ленэнерго	
1.4 Ток в цепи статора синхронного генератора	-	±1,5	Правила устройства электроустановок (1995 г.)	-	±1,0	База данных АСУ СЗТЭЦ Ленэнерго	
1.5 Ток на линиях электропередачи с напряжением 330 кВ и выше	-	±1,5	Правила устройства электроустановок (1995 г.)	-	±1,0	"Требования к оборудованию..." (1976 г)	
1.6 Ток на линиях электропередачи с напряжением ниже 330 кВ	-	±2,5	Правила устройства электроустановок (1995 г.)	-	±1,0	База данных АСУ ПГУ80	
<i>2 Электрическое напряжение</i>							
2.1 Напряжение в цепях силовых преобразователей и аккумуляторных батарей	-	±1,5	Правила устройства электроустановок (1995 г.)	-	±0,5	База данных АСУ СЗТЭЦ Ленэнерго	
2.2 Напряжение в цепях статора синхронного	-	±1,5	Правила устройства электро-	-	±1,0	База данных АСУ СЗТЭЦ Ленэнерго	

генератора и компенсатора			установок (1995 г.)		±0,5	"Требования к оборудованию..." (1976 г)	
2.3 Напряжение на линиях электропередачи 330 кВ и выше	-	±1,5	Правила устройства электроустановок (1995г.)	-	±1,0	База данных АСУ ПГУ80	
2.4 Напряжение на линиях электропередачи менее 330 кВ	-	±2,5	Правила устройства электроустановок (1995г.)		±1,0	База данных АСУ ПГУ80	
2.5 Напряжение на секциях сборных шин переменного и постоянного тока, которые могут работать раздельно	-	±1,5	Правила устройства электроустановок (1995 г.)	-	±0,5 ±1,0	ГОСТ 13109 База данных АСУ ПГУ80	
2.6 Напряжение в цепях возбуждения синхронных генераторов и компенсаторов	-	±1,5	Правила устройства электроустановок (1995 г.)	-	±0,5 ±0,2	ГОСТ 13109 "Требования к оборудованию..." (1976 г)	
2.7 Напряжение на секциях сборных шин 110 кВ и выше, являющихся узловыми точками энергосистемы	-	±1,0	Правила устройства электроустановок (1995 г.)	-	±1,0 ±0,5	База данных АСУ ПГУ80 ГОСТ 13109	
<i>3 Электрическая мощность</i>							
Мощность в цепи генератора: мощностью 100 МВт и более			Правила устройства электроустановок (1995 г.)				Для расчетного учета должны устанавливаться приборы класса не ниже 0,5 для оперативного контроля - не ниже 1,0
3.1 активная мощность	-	±1,8		-	±1,2		
3.2 реактивная мощность	-	±2,0		-	±1,6		
3.3 активная мощность	-	±2,0		-	±1,6		
3.4 реактивная мощность	-	±2,0		-	±1,6		
Электростанции мощностью 200 МВт и более							
3.5 активная мощность суммарная		±1,8		-	±1,2		
Мощность в цепях трансформаторов и линий,							

питающих собственные нужды напряжением 6 кВ и выше:							
3.6 активная мощность Мощность в цепях повышающих трансформаторов:	-	±2,0		-	±1,6		
3.7 активная мощность	-	±2,0		-	±1,6		
3.8 реактивная мощность Мощность в цепях понижающих трансформаторов:	-	±2,0		-	±1,6		
напряжением 220 кВ и выше							
3.9 активная мощность	-	±1,8		-	±1,2		
3.10 реактивная мощность напряжением 110-150 кВ	-	±2,0		-	±1,6		
3.11 активная мощность Мощность в цепях линий напряжением 110 кВ и выше с двух сторонним питанием, отходящих от шин станции, и в цепях обходных выключателей:	-	±2,0		-	±1,6		
3.12 активная мощность	-	±1,8		-	±1,2		
3.13 реактивная мощность	-	±2,0		-	±1,6		

**4 НОРМЫ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ
ТЕХНИЧЕСКОГО И КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА И РАСЧЕТА ТЭП**

Таблица 3

Параметр	Нормируемая погрешность для технического учета, относительная, %	Нормативный документ	Нормируемая погрешность для коммерческого учета и расчета ТЭП, относительная, %	Нормативный документ	Примечание
<i>1 Электрическая энергия</i>					

Количество электроэнергии, вырабатываемой генераторами		Правила устройства электроустановок (1995 г)		Правила устройства электроустановок (1995 г)	Для расчетного учета должны устанавливаться трансформаторы тока и напряжения
мощностью до 50 МВт		Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении, (М СПО "ОРГРЭС", 1995)			класса не ниже 0,5, для технического учета - класса не ниже 1,0
1.1 активная электроэнергия	-		±1,4		
1.2 реактивная электроэнергия мощностью более 50 МВт	±2,8		-		
1.3 активная электроэнергия	-		±0,8		
1.4 реактивная электроэнергия	±2,0		-		
Расход электроэнергии на резервные возбудители генераторов мощностью до 50 МВт					
1.5 активная электроэнергия - мощностью более 50 МВт			±1,4		
1.6 активная электроэнергия			±1,0		
Расход электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды через трансформаторы мощностью до 63 МВ·А					
1.7 активная электроэнергия	-		±1,4		
1.8 реактивная электроэнергия мощностью более 63 МВ·А	±2,8		-		
1.9 активная электроэнергия	-		±1,0		
1.10 реактивная электроэнергия	±2,0		-		
Расход электроэнергии через автотранс-					Возможен в двух направлениях: прием и отдача

форматоры на границах балансовой принадлежности сетей					
1.11 активная электроэнергия			±1,0		
1.12 реактивная электроэнергия	±2,0		-		
Расход электроэнергии по линиям, присоединенным к шинам основного напряжения собственных нужд					Возможен в двух направлениях: прием и отдача (*)
1.13 активная электроэнергия	-		±2,6		
1.14 реактивная электроэнергия	±3,7		-		
Расход электроэнергии по межсистемным (*) линиям электропередачи напряжением до 220 кВ					Под межсистемными линиями ¹ подразумеваются линии, отходящие от шин станции:
1.15 активная электроэнергия	-		±1,4		- в сети других государств;
					- в сети РАО ЕЭС;
					- в сети других АО-энерго и ОЭС;
					- к шинам АЭС и блок-станции;
					- в сети АО-энерго, если станция не входит в состав РАО «ЕЭС России» и АО-энерго ¹
¹ См. также определение межсистемных линий электропередачи в РД 34.09.101-94, п. 2.13 (прим. составителя)					
1.16 реактивная электроэнергия напряжением более 220 кВ	±2,8		±2,6(**)		ТЭС не входит в состав РАО ЕЭС и АО-энерго
1.17 активная электроэнергия	-		±1,0		
1.18 реактивная электроэнергия напряжением 500 кВ и более	±2,0		±1,4(**)		(**) При расчетах за реактивную электроэнергию
1.19 активная электроэнергия	-		±0,5		
1.20 реактивная электроэнергия	±2,0		±0,8(**)		
Расход электроэнергии					

по линиям, принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к шинам электростанции: напряжением 110 кВ и более					
1.21 активная электроэнергия	-		±1,4		
1.22 реактивная электроэнергия напряжением менее 110 кВ	±2,8		±2,6(**)		
1.23 активная электроэнергия	-		±2,6		
1.24 реактивная электроэнергия	±3,7		±2,6(**)		
Расход электроэнергии через обходные (шино-соединительные) выключатели					Для присоединений, имеющих расчетный учет. Расход измеряется в двух направлениях.
1.25 активная электроэнергия	В соответствии с требованиями присоединения				Для ТЭС, входящих в состав АО-энерго Возможен в двух на правлениях: прием и отдача
1.26 реактивная электроэнергия	В соответствии с требованиями присоединения				
Расход электроэнергии по линиям, отходящим от шин станции в сети АО-энерго напряжением 220 кВ и выше					
1.27 активная электроэнергия	±2,0		-		
1.28 реактивная электроэнергия напряжением менее 220 кВ	±2,8		-		
1.29 активная электроэнергия	±2,8		-		
1.30 реактивная электроэнергия	±3,7		-		
Расход электроэнергии на питание отдельных элементов собственных нужд электростанции					
1.31 активная электроэнергия	±2,8		-		
1.32 реактивная электроэнергия	±3,7		-		

<i>2 Электрическая мощность</i>					
2.1 активная мощность, вырабатываемая генераторами до 50 МВт	-		$\pm 1,4$		Вычисляется с помощью информационно-измерительных систем по интервальным значениям расхода электроэнергии (возможные интервалы 3, 5, 15, 30 мин.)
2.2 активная мощность вырабатываемая генераторами 50 МВт и более	-		$\pm 0,8$		
2.3 активная мощность, передаваемая (получаемая) по межсистемным (*) линиям электропередачи напряжением до 220 кВ	-		$\pm 1,4$		
2.4 реактивная мощность, передаваемая (получаемая) по межсистемным (*) линиям электропередачи напряжением до 220 кВ	-		$\pm 2,6(***)$		(***) При расчетах за реактивную мощность
2.5 активная мощность, передаваемая (получаемая) по межсистемным (*) линиям электропередачи напряжением 220 кВ и выше	-		$\pm 1,0$		
2.6 реактивная мощность, передаваемая (получаемая) по межсистемным (*) линиям электропередачи напряжением 220 кВ и выше	-		$\pm 1,4(***)$		
2.7 активная мощность, передаваемая по линиям напряжением менее 110 кВ принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к шинам	-		$\pm 2,6$		

электростанции 2.8 реактивная мощность, передаваемая по линиям напряжением менее 110 кВ, принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к шинам	-		$\pm 2,6$ (****)		(****) При расчетах с потребителями за компенсацию реактивной мощности
электростанции 2.9 активная мощность, передаваемая по линиям напряжением 110 кВ и выше, принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к шинам	-		$\pm 1,4$		
электростанции 2.10 реактивная мощность, передаваемая по линиям напряжением 110 кВ и выше, принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к шинам	-		$\pm 2,6$ (****)		
электростанции					

Приложение А
(справочное)

Перечень нормативных документов, на которые даны ссылки в РД 34.11.321-96

Обозначение документа	Наименование документа	Пункт, в котором дана ссылка
ГОСТ 147-74	Топливо твердое. Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания.	Табл.1 (1.4)
ГОСТ 2477-65	Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.	Табл.1 (2.9)
ГОСТ 3900-85	Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.	Табл. 1 (2.8)
ГОСТ 10062-75	Газы природные горючие. Метод определения удельной теплоты сгорания.	Табл.1 (3.5)
ГОСТ 11014-81	Угли бурые, каменные, антрацит и горючие сланцы. Ускоренный метод определения влаги.	Табл.1 (1.6)
ГОСТ 11022-90	Топливо твердое минеральное. Методы определения зольности.	Табл.1 (1.5)
ГОСТ 11762-87	Угли бурые, каменные, антрациты, горючие сланцы, торф и брикеты. Нормы точности определения массы.	Табл.1(1.1, 1.2)

ГОСТ 13109-87	Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения.	Табл.2 (2.3, 2.4, 2.5)
ГОСТ 21261-91	Нефтепродукты. Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания.	Табл.1 (2.7)
МИ 1953-88	Рекомендации госсистемы обеспечения единства измерений массы народнохозяйственных грузов при бестарных перевозках. Методика выполнения измерений	Табл.1 (1.1, 1.2, 2.1, 2.2)
ОСТ 34-70-953.3-88	Воды производственные тепловых электростанций. Метод определения гидразина.	Табл.1 (4.51)
ОСТ 34-70-953.4-88	Воды производственные тепловых электростанций. Методы определения железа.	Табл.1 (4.50)
ОСТ 34-70-953.5-88	Воды производственные тепловых электростанций. Методы определения меди.	Табл.1 (4.53)
ОСТ 34-70-953.6-88	Воды производственные тепловых электростанций. Методы определения кремниевой кислоты.	Табл.1 (4.52)
РД 34.02.305-90	Методика определения валовых и удельных выбросов вредных веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций.	Табл.1 (6.16)
РД 34.08.552-95	Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования (М.: СПО "ОРГРЭС", 1995)	Общие положения, п. 1.4
РД 34.09.109	Методические указания по инвентаризации жидкого топлива на электростанциях (МУ 34-70-152-86)	Табл. 1 (2.6)
РД 34.11.305	Методика выполнения измерений валового выброса двуокиси серы с дымовыми газами на тепловых электростанциях с применением газоанализатора ГИАМ-10 (МТ 34-70-035-86)	Табл. 1 (6.15)
РД 34.11.306	Методика выполнения измерений содержания кислорода в уходящих газах энергетических котлов (МТ 34-70-021-86)	Табл. 1 (6.12, 6.13)
РД 34.11.307	Методика выполнения измерений температуры уходящих газов в энергетических котлах (МТ 34-70-024-86)	Табл.1 (6.7)
РД 34.11.308	Методика выполнения измерений температуры холодного воздуха в энергетических котлах (МТ 34-70-025-86)	Табл.1 (5.5)
РД 34.11.309	Методика выполнения измерений валового выброса окислов азота с дымовыми газами на тепловых электросетях с применением газоанализатора ГХЛ-201 (МТ 34-70-029-86)	Табл.1 (6.14)
РД 34.11.312	Методика выполнения измерений температуры воздуха за калориферами паровых котлов на тепловых электростанциях (МТ 34-70-043-87)	Табл.1 (5.7, 5.11)
РД 34.11.313-93	Методика выполнения измерений температуры пара промперегрева на технологическом оборудовании тепловых электростанций	Табл.1 (7.18, 7.20, 7.23, 7.33)
РД 34.11.315-92	Методика выполнения и измерений расхода природного газа, подаваемого в котел на тепловых электростанциях	Табл.1 (3.1)
РД 34.11.316	Методика выполнения измерений давления пара промперегрева на технологическом оборудовании тепловых электростанций (МТ 34-70-039-87)	Табл.1 (7.17, 7.19, 7.22)
РД 34.11.317	Методика выполнения измерений температуры питательной воды на тепловых электростанциях (МТ 34-70-040-87)	Табл.1 (4.16)
РД 34.11.318	Методика выполнения измерений давления свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины на тепловых электростанциях (МТ 34-70-041-87)	Табл.1 (7.2, 7.8, 7.27)

РД 34.11.319	Методика выполнения измерений температуры свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины на тепловых электростанциях (МТ 34-70-042-87)	Табл.1 (7.4, 7.15, 7.28)
РД 34.11.322-89	Методика выполнения измерений удельной электрической проводимости воды и пара энергоустановок ТЭС автоматическим кондуктометром	Табл.1 (4.13, 4.18, 7.12, 8.2, 8.8, 8.12)
РД 34.11.323-89	Методика выполнения измерений показателя рН-воды и пара энергоустановок ТЭС автоматическим рН-метром	Табл.1 (4.17, 7.11, 8.7, 8.11)
РД 52.04.59-85	Охрана природы. Атмосферы. Требования к точности контроля вредных выбросов (М.: Госкомгидромет, 1985)	Табл.1 (6.16, 6.17)
РД 34.37.502	Руководящие указания по коагуляции воды на электростанциях.- М.: СЦНТИ "ОРГРЭС", 1973)	Табл.1 (4.5)
	Правила учета тепловой энергии и теплоносителей (М.:МЭИ, 1995)	Табл. 1 (9.1, 9.2, 9.4)

Ключевые слова: энергетика, тепловые электростанции, нормы, технологические параметры, топливо, вода, пар, уходящие газы, воздух, конденсат, электрическая энергия, электрическая мощность, тепловая энергия, тепловая мощность