



**Правила
оформления принципиальных электрических схем подстанций**

Стандарт организации

Дата введения: 28.09.2017
Дата введения изменений: 31.07.2018

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5-2012.

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН: Департаментом подстанций.
2. ВНЕСЁН: Департаментом подстанций, Департаментом инновационного развития.
3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ: Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 28.09.2017 № 390.
4. СОГЛАСОВАН: с АО «СО ЕЭС» письмом от 21.06.2017 № Б31-П-2-19-7514.
5. ИЗМЕНЕНИЯ ВВЕДЕНЫ: Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 31.07.2018 № 288 в пункты 4.6; 5.1; 5.6; 5.8; Приложения А, В, Г и Д.
6. ИЗМЕНЕНИЯ СОГЛАСОВАНЫ: Письмом АО «СО ЕЭС» от 03.09.2018 № В31-И-2-19-9788.
7. ВВЕДЁН: с изменениями от 31.07.2018 (ПОВТОРНО).

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС» по адресу 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: vaga-na@fsk-ees.ru.

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «ФСК ЕЭС».

Содержание

1	Область применения	4
2	Нормативные ссылки	4
3	Обозначения и сокращения	4
4	Общие положения	5
5	Оформление принципиальных электрических схем ПС	6
	Приложение А.....	10
	Приложение Б.....	11
	Приложение В.....	12
	Приложение Г.....	13
	Приложение Д.....	17
	Библиография.....	20

1 Область применения

Настоящий стандарт организации (далее – Правила) устанавливает единые требования к оформлению принципиальных электрических схем подстанций, переключательных и распределительных пунктов, выполняемых в составе проектной документации по инвестиционным проектам инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС».

2 Нормативные ссылки

ГОСТ 2.004-88 ЕСКД. Общие требования к выполнению конструкторских и технологических документов на печатающих и графических устройствах вывода ЭВМ.

ГОСТ 2.304-81 ЕСКД. Шрифты чертежные (с Изменениями № 1 – 2).

ГОСТ 2.702-11 ЕСКД. Правила выполнения электрических схем.

ГОСТ Р 21.1101-13 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации (с Поправкой).

ГОСТ Р 56302-14 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования.

ГОСТ Р 56303-14 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению.

3 Обозначения и сокращения

АТ	- Автотрансформатор.
ВЛ	- Воздушная линия.
ВН, СН, НН	- Обозначение обмоток высшего, среднего и низшего напряжения соответственно.
ВЧ	- Высокая частота.
ДГР	- Дугогасящий реактор.
ДГУ	- Дизель-генераторная установка.
ЗН	- Заземляющий нож.
ЗРУ	- Закрытое распределительное устройство.
ИА	- Исполнительный аппарат.
КВЛ	- Кабельно-воздушная линия.
КЛ	- Кабельная линия.
КПД	- Коэффициент полезного действия.

КРУ	- Комплектное распределительное устройство.
КРУЭ	- Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией.
КЗ	- Короткое замыкание.
ЛРТ	- Линейный регулировочный трансформатор.
ЛЭП	- Линия электропередачи.
НТД	- Нормативно-технический документ.
ОДУ	- Объединенное диспетчерское управление.
ОПН	- Ограничитель перенапряжений.
ОРУ	- Открытое распределительное устройство.
ОТР	- Основные технические решения.
ПБВ	- Переключение без возбуждения.
ПД	- Проектная документация.
ПЗ	- Пояснительная записка.
ПС	- Подстанция (переключательный, распределительный пункт).
РПН	- Регулирование под нагрузкой.
РУ	- Распределительное устройство.
СТО	- Стандарт организации.
СЭП	- Принципиальная электрическая схема ПС (расширяемых или реконструируемых частей).
Т	- Трансформатор.
ТСН	- Трансформатор собственных нужд.
ТТ	- Трансформатор тока.
УШР	- Управляемый шунтирующий реактор.
ШР	- Шунтирующий реактор.
ЩСН	- Щит собственных нужд.

4 Общие положения

4.1 На СЭП должны быть показаны присоединения и РУ классов напряжения 6÷1150 кВ и схема организации питания шин 0,4 кВ собственных нужд ПС, в том числе, от резервных источников.

4.2 Допускается по согласованию с заказчиком отображать на СЭП только те РУ, к которым подключается оборудование, устанавливаемое в рамках данного инвестиционного проекта.

4.3 СЭП оформляется на чертеже в соответствии с требованиями ГОСТ 2.004 и ГОСТ 2.304.

4.4 Компоновка элементов на СЭП должна соответствовать расположению элементов на генеральном плане ПС.

4.5 К СЭП в обязательном порядке необходимо прикладывать ПЗ, содержащую описание основных решений по устанавливаемому первичному оборудованию.

4.6 В состав ПЗ включается:

- обоснование выбора параметров электротехнического оборудования с

учетом утвержденных ОТР по данному инвестиционному проекту, требований группы стандартов организации ПАО «ФСК ЕЭС» о типовых технических требованиях к электротехническому оборудованию, НТД по выбору оборудования и других документов;

- обоснование принятых схем заземления нейтрали;
- результаты расчетов длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки присоединений с учетом токовой нагрузки ЛЭП, оборудования ПС и ошиновки;

- результаты расчетов диапазона изменения рабочего тока присоединений с указанием для каждого присоединения ссылок на соответствующие материалы раздела «Балансы и режимы» (наименование тома, номеров раздела, страниц, таблиц и пр.);

- таблицы в формате Приложения А к настоящим Правилам с обоснованием пропускной способности присоединений ЛЭП, оборудования ПС и ошиновки (таблица А.1) и выбора коэффициентов трансформации и метрологических характеристик обмоток ТТ по условию обеспечения требуемой точности измерений во всем диапазоне изменения значений рабочих токов (для всех вновь устанавливаемых и заменяемых измерительных ТТ) (таблица А.2).

Вывод о соответствии/несоответствии выбранного коэффициента трансформации ТТ на основе результата проверки выполнения условия обеспечения требуемой точности измерений во всем диапазоне изменения значений рабочего тока.

5 Оформление принципиальных электрических схем ПС

5.1 На СЭП приводится таблица с перечнем должностных лиц проектной организации, филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ, ИА ПАО «ФСК ЕЭС» и ИА АО «СО ЕЭС», с которыми СЭП подлежит согласованию (в Приложении Б к настоящим Правилам приведен перечень должностных лиц для СЭП объектов I группы).

5.2 На СЭП размещается основная надпись (в соответствии с формой 3 Приложения Ж, ГОСТ Р 21.1101) с визами разработчиков схемы.

5.3 В правом нижнем углу СЭП (над основной надписью) размещаются необходимые примечания и пояснения. Содержание обязательных пунктов примечаний приведено на чертеже в Приложении В к настоящим Правилам.

5.4 У существующего и проектируемого оборудования, изображаемого на СЭП, за исключением резервного оборудования, для установки которого по данному инвестиционному проекту предусматривается резерв по месту, а также у всех присоединений должны быть нанесены существующие или сформированы в соответствии с требованиями диспетчерские наименования.

5.5 Диспетчерские наименования формируются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 56302 и «Методических указаний по присвоению и принципам построения диспетчерских наименований вновь вводимым в эксплуатацию и реконструируемым объектам электросетевого хозяйства

ОАО «ФСК ЕЭС», утвержденных приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 08.09.2011 № 546.

5.6 На схеме, рядом с РУ ПС, должно быть указано конструктивное исполнение данного РУ (например: ОРУ 500 кВ, КРУЭ 110 кВ, ЗРУ 10 кВ и т.д.), данная надпись должна быть расположена таким образом, чтобы однозначно определялась принадлежность соответствующего оборудования к ней. Цветовая индикация элементов РУ выполняется в соответствии с ГОСТ Р 56303.

5.7 Оборудование, расположенное в ЗРУ, КРУ и/или КРУЭ, обводится по периметру ЗРУ, КРУ и/или КРУЭ тонкой пунктирной линией.

Пример оформления СЭП приведен в Приложении В к настоящим Правилам.

Таблица 1. Разделение в обозначениях схем существующей, проектируемой и перспективной частей ПС

Существующая часть ПС	Тонкая сплошная линия толщиной 0,12 мм цветом, соответствующим уровню напряжения РУ
Проектируемая часть ПС по инвестиционному проекту (этапу строительства инвестиционного проекта)	Жирная сплошная линия толщиной 0,4 мм цветом, соответствующим уровню напряжения РУ
Перспективная (резервная) часть ПС (в случае физического отсутствия оборудования)	Тонкая пунктирная линия толщиной 0,12 мм, цветом, соответствующим уровню напряжения РУ

5.8 На СЭП должны быть указаны максимальные расчетные значения, исходя из пятилетней перспективы (в соответствии с требованиями задания на проектирование), от времени ввода объекта в эксплуатацию, следующих величин:

- тока короткого замыкания трехфазного (кА) на шинах РУ 6-35 кВ (сети с изолированной нейтралью, нейтралью заземленной через ДГР, резистивным и комбинированным заземлением нейтрали);
- токов короткого замыкания трехфазного и однофазного (кА) на шинах РУ 110 кВ и выше (сети с заземленной нейтралью), а также на шинах РУ 0,4 кВ ЩСН;
- результаты расчетов длительно допустимой токовой нагрузки присоединений;
- результаты расчетов диапазона изменения рабочего тока присоединений.

Дополнительно на СЭП указывается ток трехфазного и однофазного КЗ на шинах РУ 0,4 кВ ЩСН при работе ДГУ (при наличии последней).

Значения токов КЗ указываются рядом с изображением шин или сводятся в отдельную таблицу.

5.9 При наличии резервной фазы АТ и/или ШР (УШР), подключаемой при помощи перемычек при снятом напряжении, показываются

смонтированные шлейфовые соединения и места установки перемычек.

5.10 При наличии нескольких этапов строительства каждый этап должен выполняться на отдельной схеме с обозначением предыдущего(-их) этапа(-ов) тонкой сплошной линией.

5.11 Для измерительных трансформаторов необходимо указывать номинальные параметры и метрологические характеристики всех обмоток. При указании значений номинальных токов обмоток измерительных трансформаторов, конструкция которых предполагает наличие отпаяк, необходимо указывать значения номинальных токов всех отпаяк. Ток отпайки, выбранный в ходе разработки ОТР (ПД), подчеркивается.

5.12 На СЭП должны быть приведены основные параметры оборудования в соответствии с Приложением Г к настоящим Правилам. Основные параметры приводятся напротив соответствующего оборудования, указанного на СЭП. Для ЛЭП и ошиновки допускается показывать параметры с использованием выноски.

5.13 В том случае, если на СЭП изображено оборудование, основные параметры которого не приведены в Приложении Г к настоящим Правилам, то на СЭП приводятся основные параметры такого оборудования, которые использовались при его выборе по НТД.

5.14 Для существующего оборудования, которое не подлежит замене (демонтажу) в рамках данного инвестиционного проекта, указываются его технические параметры и тип.

5.15 Для оборудования, установленного в цепях плавки гололеда, необходимо указывать параметры, характеризующие режим плавки гололеда:

- напряжение и род тока;
- расчетное значение тока плавки гололеда;
- расчетное время плавки.

5.16 Единицы измерения параметров, приведенных на СЭП должны соответствовать Таблице 2.

Таблица 2. Единицы измерения параметров

№ п/п	Наименование	Ед. изм.
1	Полная мощность	МВА
2	Реактивная мощность	Мвар
3	Активная мощность	кВт
4	Номинальное напряжение	кВ
5	Номинальный ток	А
6	Токи отключения выключателя, термической, электродинамической стойкости	кА
7	Активное сопротивление	Ом
8	Реактивное сопротивление	Ом
9	Номинальная емкость	пФ
10	Сечение проводников	мм ²
11	КПД	%
12	Частота	Гц

5.17 Условные графические обозначения оборудования и таблиц должны соответствовать Приложению Д к настоящим Правилам.

5.18 В том случае, если необходимо показать фазу, к которой осуществляется подключение оборудование, участок СЭП отображается в трехфазном исполнении (например, подключение конденсатора связи, фильтра присоединений и высокочастотного заградителя к фазе, по которой организуется высокочастотный канал передачи информации).

Таблица А.1. Таблица итогов результатов расчета, произведенного в томе «Балансы и режимы»

Номер ячейки	U _{ном} , кВ	Наименование присоединения	Длительно допустимая токовая нагрузка присоединения, А		Диспетчерское наименование ограничивающего элемента по длительно допустимой токовой нагрузки присоединения		Аварийно допустимая токовая нагрузка присоединения, А		Диспетчерское наименование ограничивающего элемента по аварийно допустимой токовой нагрузки присоединения		Значение минимального рабочего тока присоединения I _{min} , А	Значение максимального рабочего тока присоединения I _{max} , А
			Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето		

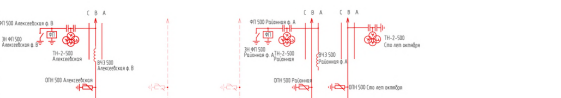
Таблица А.2. Обоснование выбора коэффициентов трансформации и метрологических характеристик обмоток ТТ

Номер ячейки	U _{ном} , кВ	Наименование присоединения	Диспетчерское наименование ТТ	Коэффициент трансформации обмотки ТТ	Класс точности обмотки ТТ	Длительно допустимая токовая нагрузка присоединения, А	Номинальный ток первичной обмотки ТТ I _{ном} , А	Значение минимального рабочего тока присоединения I _{мин} , А	I _{мин} /I _{ном} , %	Значение максимального рабочего тока присоединения I _{max} , А	I _{max} /I _{ном} , %	Вывод о соответствии * требованиям
--------------	-----------------------	----------------------------	-------------------------------	--------------------------------------	---------------------------	--	---	--	--	---	--	------------------------------------

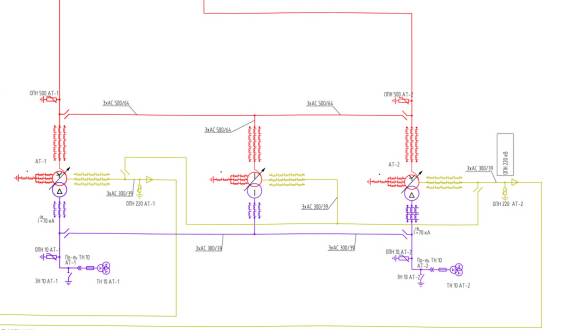
* - при соответствии ТТ требованиям ПУЭ ставится знак “+”, при не соответствии приводится перечень мероприятий, производимых в целях приведения в соответствие выбранного ТТ требованиям ПУЭ (к примеру может быть указано наименование инвестиционного проекта, в котором будет заложен соответствующий объем работ по замене существующего ТТ на ТТ с требуемыми ПУЭ характеристиками).

	10	75	50	30	20
5			Подп.	ФИО	Дата
50	Утверждено	Заместитель Председателя Правления – главный инженер ПАО “ФСК ЕЭС”	Место для печати:		
10		Заместитель главного инженера ПАО “ФСК ЕЭС”			
10		Заместитель главного инженера – главный диспетчер ПАО “ФСК ЕЭС”			
10		Начальник Департамента ОТУ ПАО “ФСК ЕЭС”			
10		Начальник Департамента подстанций ПАО “ФСК ЕЭС”			
10		Начальник Департамента РЗМ и АСУТП ПАО “ФСК ЕЭС”			
10		Заместитель начальника Департамента РиЗИТ – начальник отдела ТИС ПАО “ФСК ЕЭС”			
50	Согласовано	Первый заместитель генерального директора – главный инженер филиала ПАО “ФСК ЕЭС” – МЭС ..	Место для печати:		
10		Заместитель Председателя Правления АО “СО ЕЭС”			
50		Ответственное лицо проектной организации “Указывается наименование организации”	Место для печати:		

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432	433	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496	497	498	499	500	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	52
--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----

[illegible][illegible][illegible]

The diagram illustrates the power distribution system for a 1000 MW gas turbine power plant. It features a 10kV busbar at the top, which is connected to several transformers and power units. The transformers are labeled T1-500, T1-1000, and T1-5000. The power units are labeled AP 500, AP 1000, and AP 5000. The diagram shows the internal connections of these transformers and power units, including the 10kV busbar and the 10kV lines. A note indicates that the transformer impedance is $Z_{tr} = 0.1 \text{ pu}$ and $Z_{tr} = 0.1 \text{ pu}$.



1	Сума виплатено на основі звіти про проєкцію суми збитків на проєкціювання і втраченої "доли" з метою "закриття на збиток пона, що створює розрив балансу з ринком" - "закриття комер пона"			
2	Вартість кошти короткострокового зв'язування на основі ГТ, після збиткових ланцюгів і втраченої ГТ, короткострокового зв'язування балансу на основі пона "закриття на збиток пона, що створює розрив балансу з ринком" - "закриття комер пона"			
		Грош	ЧП	Діал

Таблица Г.1. Параметры основного оборудования, указываемого на СЭП

№ п/п	Наименование оборудования	Параметры оборудования	Пример
Оборудование ПС			
1	Автотрансформатор (АТ)	Тип АТ (далее тип ко всему силовому оборудованию) Номинальная мощность автотрансформатора Номинальные напряжения обмоток Диапазон регулирования РПН (при наличии) Схема и группа соединения обмоток Напряжения КЗ обмоток (ВН-СН, ВН-НН, СН-НН)	Автотрансформатор трехфазный АТДЦТН-250000/220/110/10 УЗ 250 МВА U _{ном} =230/121±6×2 % / 10,5 кВ У _н авто/Д-0-11 U _к (вн-сн)=11 % U _к (вн-нн)=32 % U _к (сн-нн)=20 %
2	Трансформатор (Т)	Номинальная мощность трансформатора Номинальные напряжения обмоток Диапазон регулирования РПН (ПБВ, указать) Схема и группа соединения обмоток Напряжения КЗ обмоток	Трансформатор трехфазный ТРДЦН-100000/220/10-10 УЗ 100 МВА U _{ном} =230±12×1 % / 11-11 кВ; У _н /Д-Д-11-11 U _к (вн-нн1)=12,5 % U _к (вн-нн2)=23 % U _к (нн1-нн2)=28 %
3	Выключатель: колонковый, баковый, компактный модуль	Номинальное напряжение, номинальный ток, ток отключения номинальный, для выключателей 110-220 кВ с индивидуальным приводом каждой фазы указывается - с полюсным управлением	Выключатель элегазовый колонковый 500 кВ, 2000А, 31,5 кА
4	Разъединитель	Количество полюсов (только для ОРУ), количество ЗН, номинальное напряжение, номинальный ток, ток термической стойкости, тип привода главных и заземляющих ножей - электродвигательный или ручной (только для ОРУ)	Разъединитель полупантографный однополюсный с 2-мя ЗН 500 кВ, 2000 А, 40кА с электродвигательным приводом для главных и заземляющих ножей
5	Трансформатор тока	Номинальное напряжение, ток термической стойкости Классы точности вторичных обмоток Номинальный ток: первичный (варианты) и вторичный (коэффициент трансформации)	Трансформатор тока 330 кВ, 40 кА 0,2S/0,2-(400-300-200/1) 10P/10P/10P-(2000-1000-800/1)

№ п/п	Наименование оборудования	Параметры оборудования	Пример
		1. <i>Выбранное значение номинального тока первичной обмотки подчеркивается.</i> 2. <i>В том случае если у трансформатора тока существует только одно значение коэффициента трансформации, то номинальный ток не подчеркивается.</i>	
6	Трансформатор тока встроенный	Классы точности вторичных обмоток Номинальный ток: первичный (варианты) и вторичный (коэффициент трансформации) 1. <i>Выбранное значение номинального тока первичной обмотки подчеркивается.</i> 2. <i>В том случае если у трансформатора тока существует только одно значение коэффициента трансформации, то номинальный ток не подчеркивается.</i>	Трансформатор тока встроенный 0,2S/0,2-(400-300-200/1) 10P/10P/10P-(2000-1000-800/1)
7	Трансформатор напряжения: емкостный, индуктивный (указать)	Номинальное напряжение (линейное) Номинальная емкость делителя напряжения (для емкостного) Номинальные напряжения обмоток Классы точности вторичных обмоток	Трансформатор напряжения емкостной 500 кВ, 4650 пФ, $\frac{500}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/0,1$; 0,2/3P/3P
8	Ограничитель перенапряжения (ОПН)	Номинальное напряжение	ОПН 750 кВ
9	Шунтирующий реактор	Номинальная мощность Номинальное напряжение	РОМБСМ-60000/500 3×60 Мвар, 525/√3 кВ
10	Управляемый шунтирующий реактор	Номинальная мощность, Номинальное напряжение	РОДУ-60000/500 3×60 Мвар, 525/√3 кВ
11	Реактор токоограничивающий	Номинальное напряжение Номинальный ток, реактивное сопротивление	Реактор токоограничивающий 10 кВ, 1000 А, 0,56 Ом
12	Конденсатор связи	Номинальное напряжение, номинальная емкость	Конденсатор связи $\frac{110}{\sqrt{3}}$ кВ, 6400 пФ
13	Высокочастотный заградитель (ВЧ)	Номинальное напряжение, номинальный ток	ВЧ заградитель 110 кВ, 2000 А
14	Автоматический выключатель	Номинальный ток	Автоматический выключатель 1600 А
15	Предохранитель	Номинальное напряжение, номинальный ток плавкой вставки	Предохранитель 10 кВ, 600 А

№ п/п	Наименование оборудования	Параметры оборудования	Пример
16	Сборные шины	Номинальный ток, конструкция фазы (не указывается для КРУЭ и КРУ)	Сборные шины 2000 А, 3×АС 400/51
17	Неизолированные провода, жесткие шины используемые для ошиновки ячейки ОРУ	Номинальный ток, конструкция фазы	2000 А, 3×АС 400/51
18	Кабели используемые для ошиновки	«количество групп» × «количество кабелей в группе» × «марка кабеля» - «количество жил» × «сечение жилы»/«сечение экрана» - «номинальное напряжение»	3х1хПвВнг(А)-LS-1х95/16-10
19	Дугогасящий реактор	Номинальное напряжение Номинальная мощность	ДГР 35 кВ, 0,84 МВА
20	Заземляющий дугогасящий агрегат	Номинальное напряжение, номинальная мощность, диапазон регулировки тока, схема соединения обмоток	Заземляющий дугогасящий агрегат 10, 3,15 Мвар, 500-50 А, Ун/Д
21	Реактор компенсационный	Номинальное напряжение Мощность реактора	Реактор компенсационный 35 кВ, 31 Мвар
22	Батарея статических конденсаторов (БСК)	Номинальное напряжение Номинальная мощность	Батарея статических конденсаторов 126 кВ; 52 Мвар
23	Статический тиристорный компенсатор (СТК)	Номинальное напряжение Номинальная мощность	СТК 35 кВ, 40 Мвар
24	Статический компенсатор (СТАТКОМ)	Номинальное напряжение Номинальная мощность	СТАТКОМ 15,75 кВ, 50 Мвар
25	Синхронный компенсатор (СК)	Номинальное напряжение Номинальная мощность	СК 10,5 кВ, 50 Мвар
26	Асинхронизированный компенсатор (АСК)	Номинальное напряжение Номинальная мощность	АСК 10,5 кВ, 50 Мвар
27	Линейный регулировочный трансформатор	Номинальное напряжение, мощность, диапазоны регулирования	ЛРТ 10 кВ, 16 МВА, ±10×1,5 %
28	Дизель-генераторная установка	Номинальная активная мощность, номинальный коэффициент мощности	ДГУ 1000 кВт, cos φ = 0,8
29	Заземлители	Номинальное напряжение, ток термической стойкости <i>Для КРУЭ дополнительно указываются быстродействующие заземлители</i>	Заземлитель 10 кВ, 20 кА
30	Фильтр присоединения	Полоса пропускания	Фильтр присоединения 77-1000 Гц

№ п/п	Наименование оборудования	Параметры оборудования	Пример
31	Трансформатор тока нулевой последовательности	Номинальное напряжение	ТТНП 0,66 кВ
32	Шинопровод	Номинальное напряжение, номинальный ток	Шинопровод 10 кВ, 2000 А
33	Токопровод	Номинальное напряжение, номинальный ток	Элегазовый токопровод 500 кВ, 1000 А

Таблица Г.2. Параметры присоединений, указываемых на СЭП

Номер ячейки	1 ³	2 ⁴
Диспетчерское наименование	КВЛ 220 кВ Цветочная-Лесная I цепь	АТГ-4
Конструкция фазы линии ¹	АС 400/51	-
Конструкция фазы ошиновки ячейки ¹	АС 400/51	Элегазовый токопровод
Диапазон изменения рабочего тока, А	30 - 100	30 - 100
Длительно допустимая токовая нагрузка, А ²	2000	2000

¹ - марка кабеля указывается следующим образом: «количество групп» × «количество кабелей в группе» × «марка кабеля» - «количество жил» × «сечение жилы»/«сечение экрана» - «номинальное напряжение».

² - приводится значение при +25 °С.

³ - пример заполнения таблицы для ячейки с присоединенной ЛЭП.

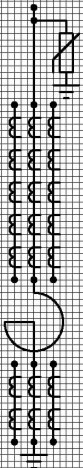
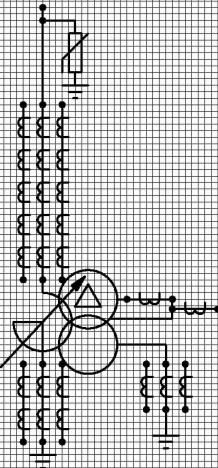
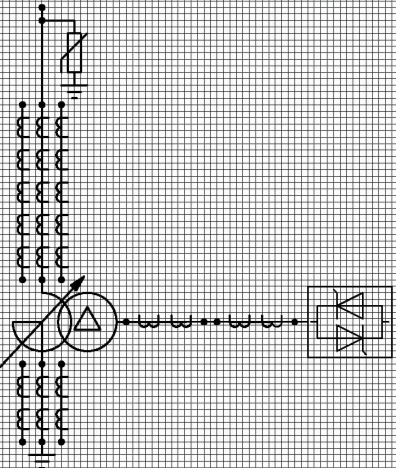
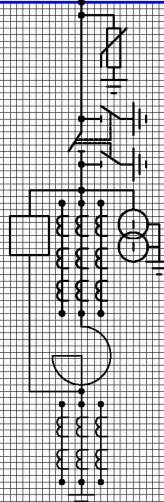
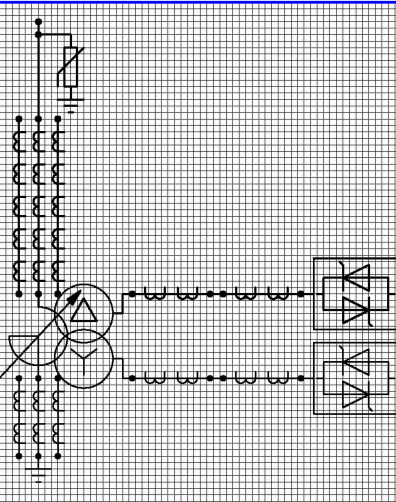
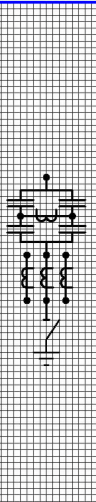
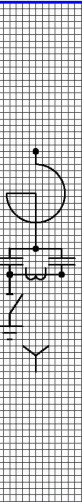
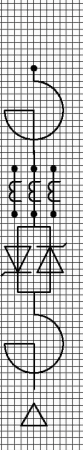
⁴ - пример заполнения таблицы для ячейки с присоединенным АТ или Т.

Таблица 1. Условно-графические обозначения.

Сборные шины (гибкие, жесткие)	Токопровод (литой, элегазовый)	Выключатель	Трансформатор тока 1 вариант (число обмоток показано условно)	Трансформатор тока 2 вариант (число обмоток показано условно)
Заземляющий нож	Конденсатор связи	Разъединитель с двумя заземляющими ножами (с механической блокировкой)	Разъединитель с двумя заземляющими ножами (без механической блокировки)	Обмотка трансформатора напряжения
Фильтр присоединений	Реактор (шунтирующий, токоограничивающий, компенсационный)	ДГУ	ОПН	Разъемное контактное соединение
Обмотка силового трансформатора	Обмотка силового трансформатора с РПН	Автоматический выключатель	Заземление	Высокочастотный заградитель
Кабель (ошибочка)	Контактное соединение	Отсутствие соединения	Перемычки для подключения резервного оборудования	Автотрансформатор
Автотрансформатор с РПН	Неизолированные проводники	Реактор (дугогасящий с регулируемой индуктивностью)	Жесткие шины	Место КЗ
Оптический трансформатор тока	Оптический трансформатор напряжения	Участок в трехфазном исполнении	Сдвоенный реактор (токоограничивающий)	Регулировочный трансформатор

Асинхронизированный компенсатор	Статический тиристорный компенсатор	СТАТКОМ	Синхронный компенсатор	Батарея статических конденсаторов
				
Плавкий предохранитель	Реактор (управляемый шунтирующий)			
				

Таблица 2. Схемы электрические принципиальные наиболее часто встречающихся конструкций оборудования (могут быть использованы вместо УГО).

Шунтирующий реактор	Управляемый шунтирующий реактор с подмагничиванием	Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа	
			
Компенсационный реактор	Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа с расщепленной обмоткой	БСК. Тип 1	Фильтрокомпенсирующая цепь
			
СТК			
			

Библиография

1. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 08.09.2011 № 546 (в редакции приказов ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.03.2012 № 129; от 28.04.2012 № 228) «Об утверждении Методических указаний» по присвоению и принципам построения диспетчерских наименований вновь вводимым в эксплуатацию и реконструируемым объектам электросетевого хозяйства ОАО «ФСК ЕЭС»).