

Приложение № 3.1
к годовому отчету ПАО «МРСК Центра»
за 2016 год

Перспективы развития МРСК Центра и достигнутые результаты в 2015-2016 гг., план на 2017 год

Приоритеты	Реализация	2015	2016	План-2017	Ключевые показатели эффективности-2016
Повышение надежности и качества энергоснабжения	Программы по повышению надежности, в том числе:				<ul style="list-style-type: none"> • Достижение уровня надежности оказываемых услуг. • Снижение удельных инвестиционных затрат. • Выполнение графика ввода объектов в эксплуатацию. • Соблюдение сроков осуществления ТП. • Доля закупок у субъектов малого и среднего предпринимательства
	– количество технологических нарушений, шт.	16 736	14 455	-	
	– удельная аварийность, шт./у.е.	10,0	8,3	-	
	– количество устойчивых отключений трансформаторов 35-110 кВ, шт.	105	106	-	
	Программы ремонтов, в том числе:				
	– ремонт линий электропередачи 0,4-110 кВ, км	18 587	17 026	15 793	
	– ремонт подстанций и трансформаторных подстанций, шт.	4 949	5 233	4 570	
	Инвестиционной программы, в том числе:				
	– объем капитальных вложений, млн руб. без НДС	12 973	13 421	12 345	
	– уровень инвестиций на техническое перевооружение и реконструкцию	6 840 млн руб./ 45 %	5 478 млн руб. / 37,4 %	5 595 млн руб./ 45,3%	
	– повышение инвестиционной эффективности относительно уровня 2012 года	2 703 млн руб./ 15 %	1 923 млн руб./ 22,7%	По факту/ 30 %	
	– уровень фактической загрузки производственных мощностей, %	36	36	36	
	Плана закупок, в том числе:				
	– экономический эффект проведенных закупок	1 793,1 млн руб./ 6,1 %	1 394,5 млн руб./ 5 %	Повышение эффекта	
	– доля закупок открытым способом (в стоимостном выражении), %	99,1	98,3	ЕП: не более 10 %/ 3,4 % в	
	– доля закупок у единственного поставщика (исполнителя, подрядчика) от общего	0,9	1,7	соответствии с утвержденным	

	стоимостного объема закупок, %			Планом закупок-2017	
	– доля закупок у субъектов малого и среднего предпринимательства (СМСП), %	Только СМСП:			
		7,5 %	15,3 %		Не менее 10 % - в соответствии с ППРФ № 1352/ 11,3 % – в соответствии с утвержденным Планом закупок-2017
		В том числе СМСП:			
		61,0 %	92,9 %		Не менее 18 % – в соответствии с ППРФ № 1352
Повышение безопасности энергоснабжения	Программы по снижению рисков возникновения травматизма				
	– снижение уровня производственного травматизма, шт.	2	3		Недопущение роста числа пострадавших
	– затраты на охрану труда, млн руб.	468,7	407,3	414,0	
	Программы по снижению рисков травматизма сторонних лиц на объектах МРСК Центра:				
	– снижение уровня травматизма третьих лиц, шт.	6	7		Недопущение роста числа пострадавших
– затраты на реализацию данной программы, млн руб.	549,8	544,3	535,1		
Повышение эффективности электросетевого комплекса	Программа по снижению потерь электроэнергии, в том числе:				
	– Эффект за счет выполнения организационных мероприятий, в том числе:	104,8 млн кВтч/322,0 млн руб.	154,8 млн кВтч/323,2 млн руб.	48,4 млн. кВтч/109,3 млн руб.	
	– включение в полезный отпуск безучетного потребления электроэнергии	63,9 млн кВтч/121,7 млн руб.	102,5 млн кВтч/213,7 млн руб.	43,6 млн кВтч/98,1 млн руб.	
	– оплата бездоговорного потребления электроэнергии	20,7 млн кВтч/40,7 млн руб.	18,4 млн кВтч/64 млн руб.	-	
	– Эффект за счет выполнения технических мероприятий	9,7 млн кВтч/19,3 млн руб.	11,3 млн кВтч/24,4 млн руб.	-	
	Программы перспективного развития систем учета электрической энергии				

- Отсутствие роста числа пострадавших при несчастных случаях

- Рентабельность инвестиций акционеров (TSR)
- Рентабельность инвестированного капитала (ROIC).
- Снижение удельных операционных расходов (затрат).
- Уровень потерь электроэнергии.
- Снижение удельных инвестиционных затрат.
- Повышение производительности труда.
- Эффективность инновационной деятельности

Снижение количества ТСО	Повышение уровня распространения интеллектуальных приборов коммерческого и технического учета электроэнергии, тыс. шт.	5,06	1,51	7,79	
	Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности, в том числе:				
	Сокращение потерь электроэнергии, %	9,35	9,36	10,21	
	Эффект от реализации целевых мероприятий по снижению расхода ресурсов на хозяйственные нужды	990 т.у.т./ 9,32 млн руб.	413,6 т.у.т./ 10 млн руб.	163,08 т.у.т./ 3,09 млн руб.	
	Программы инновационного развития, в том числе:				
	Затраты на исследования и разработки, млн руб.	24,0	32,6	47,2	
	Затраты на внедрение инноваций, млн руб.	143,6	573,8	503,4	
	Программы управления эффективностью, в том числе:				
	– снижение управляемых операционных расходов по отношению к 2012 году, %	20,8	24,4	25,0	
	– снижение удельных операционных расходов относительно уровня предыдущего года, %	23,1	15,0	19,5	
	Программы консолидации электросетевых активов:				
	Объем консолидации электросетевых активов (без учета ранее заключенных договоров аренды), в том числе:				
	– объем электросетевого хозяйства, у.е.	6 130	7 301	62 057	
	– протяженность ЛЭП, км	1 386	1 707	9 356	
– установленная мощность ТП, МВА	243	336	1 782		

- Достижение уровня надежности оказываемых услуг.
- Соблюдение сроков осуществления ТП.

Дополнительная информация в области строительного контроля

Документы, регламентирующие мероприятия по управлению строительным контролем:

- Руководство о порядке оценки соответствия законченных строительством объектов электросетевого комплекса ПАО «МРСК Центра» (приказ МРСК Центра от 28.01.2016 № 23-ЦА);
- Руководство по реализации инвестиционных проектов в части выполнения проектно-изыскательских работ, оформления исходно-разрешительной документации и производства строительно-монтажных работ (приказы МРСК Центра от 10.08.2016 № 253-ЦА, от 03.10.2016 № 314-ЦА).

Ресурсы Общества для осуществления строительного контроля:

– Исполнительный аппарат:

а) Департамент капитального строительства, начальник Кондратьев С.Н.;

б) Дирекция управления крупными инвестиционными проектами, руководитель Новиков А.В.

– Филиалы Общества: Управление капитального строительства (далее - УКС), начальники УКС филиалов.

В филиалах МРСК Центра структурным подразделением, организующим строительный контроль, является УКС, который подчиняется заместителю директора по капитальному строительству филиала. Помимо сотрудников УКС строительный контроль в рамках внутренних ОРД филиалов осуществляется сотрудниками подразделений, непосредственно отвечающих за эксплуатацию вновь вводимых, реконструируемых объектов Общества.

Организационно-распорядительные документы МРСК Центра, регламентирующие работу блока капитального строительства:

1. Департамент капитального строительства:

– Положение о структурном подразделении ПСП ЦА 21/04-2016 «О департаменте капитального строительства»;

– Положение о структурном подразделении ПСП ЦА 21/1/03-2016 «Об управлении организации строительства»;

– Положение о структурном подразделении ПСП ЦА 21/-1/03-2016 «Об отделе по подготовке проектной и исходно-разрешительной документации Департамента капитального строительства»;

– Должностная инструкция ДИ ЦА 21/1/1-1/01/03-2016 главного специалиста Управления организации строительства Департамента капитального строительства;

– Должностная инструкция ДИ ЦА 21/1/1-2/01/03-2016 ведущего специалиста Управления организации строительства Департамента капитального строительства;

– Должностная инструкция ДИ ЦА/21-1/1-1/01/03-2016 Главного специалиста отдела по подготовке проектной и исходно-разрешительной документации Департамента капитального строительства.

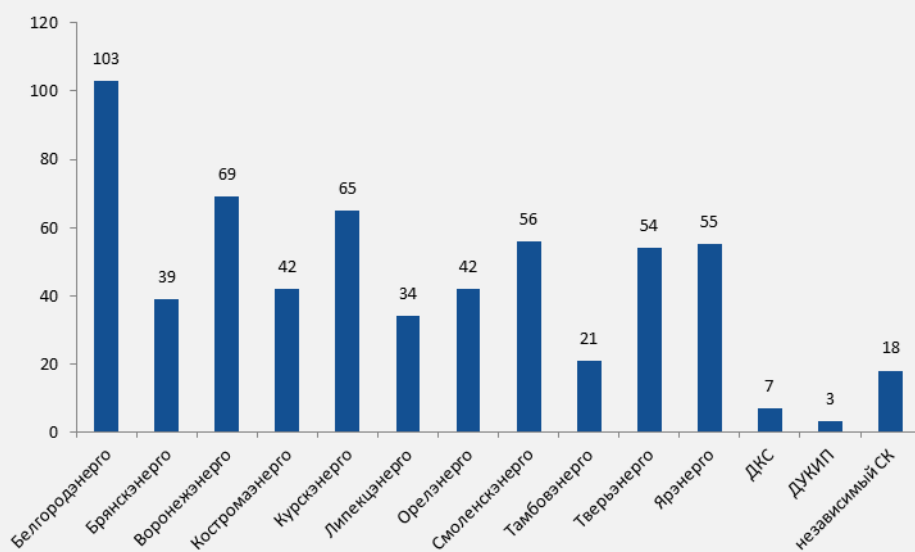
2. Дирекция управления крупными инвестиционными проектами:

– Положение о структурном подразделении ПСП ЦА/43/04-2016 «О Дирекции управления крупными инвестиционными проектами»;

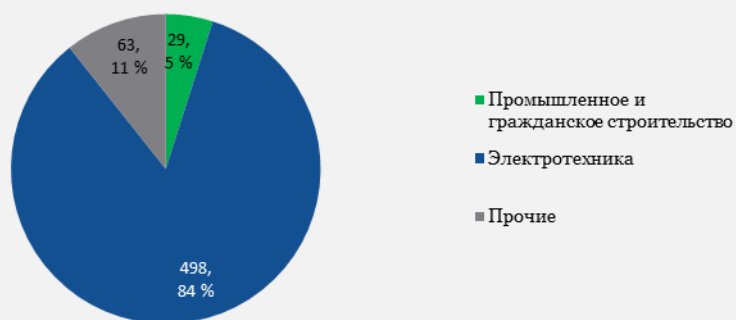
– Положение о структурном подразделении ПСП ЦА/43/1/03-2016 «Об Управлении организации строительства Дирекции управления крупными инвестиционными проектами»;

– Должностная инструкция ДИ ИА/43-1/1-1/01/03-2016 Главного специалиста Управления организации строительства крупных инвестиционных проектов.

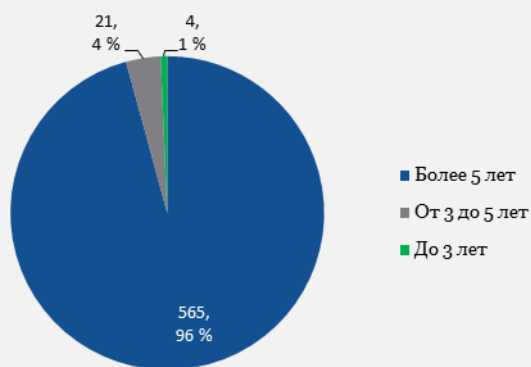
Численность специалистов строительного контроля в 2016 году в разрезе филиалов, чел.



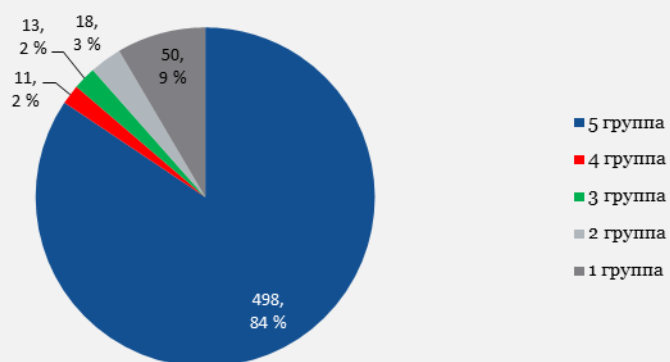
Профессиональное образование специалистов в 2016 году, чел. и %



Стаж работы в электроэнергетике, чел. и %



Распределение персонала по группам электробезопасности, чел. и %

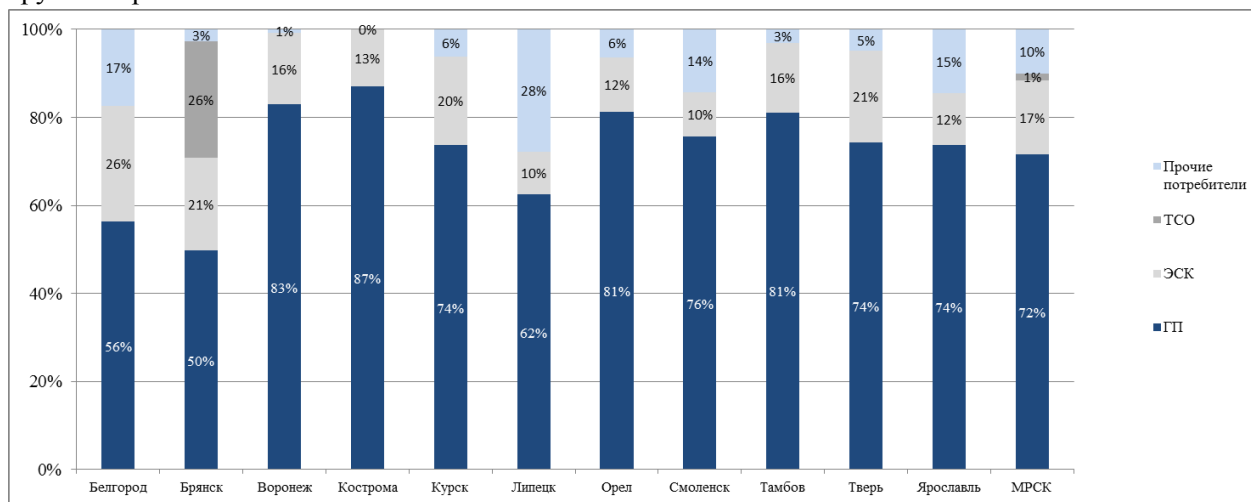


**Дополнительная информация об оказании услуг по передаче электроэнергии.
Потери электроэнергии**

Объем оказанных услуг по передаче электроэнергии в разрезе филиалов в 2016 году
(в контуре МРСК Центра)

Филиал	Отпуск в сеть	Отпуск электрической энергии из сети потребителям и смежным ТСО в границах балансовой и эксплуатационной ответственности		Потери
		млн кВтч	млн кВтч	
Белгородэнерго	12 495,94	11 661,48	834,5	6,68%
Брянскэнерго	3 829,37	3 612,91	216,5	5,65%
Воронежэнерго	9 039,49	8 203,89	835,6	9,24%
Костромаэнерго	2 734,09	2 376,92	357,2	13,06%
Курскэнерго	6 159,59	5 676,44	483,1	7,84%
Липецкэнерго	7 686,60	7 022,91	663,7	8,63%
Орелэнерго	2 491,95	2 224,08	267,9	10,75%
Смоленскэнерго	3 918,80	3 392,61	526,2	13,43%
Тамбовэнерго	3 215,23	2 989,30	225,9	7,03%
Тверьэнерго	5 609,42	4 727,85	881,6	15,72%
Ярэнерго	6 877,36	6 174,91	702,4	10,21%
Итого	64 057,8	58 063,3	5 994,5	9,36%

Структура выручки за оказанные услуги по передаче электрической энергии в 2016 году в разрезе групп потребителей



Фактические потери электрической энергии в 2015-2016 гг. по филиалам

Наименование филиала	Потери электрической энергии						
	Факт 2015			Факт 2016		Изменение	
	млн кВтч	% отчетный	% (в сопоставимых условиях ¹)	млн кВтч	% отчетный	млн кВтч	%
Белгородэнерго	825,6	6,78%	6,78%	834,5	6,68%	8,8	-0,11%
Брянскэнерго	218,5	5,67%	5,67%	216,5	5,65%	-2,0	-0,01%
Воронежэнерго	781,1 ²	8,87%	9,02% ²	835,6	9,24%	54,5	0,22%
Костромаэнерго	353,2	13,12%	13,15%	357,2	13,06%	4,0	-0,08%
Курскэнерго	494,3	8,28%	8,28%	483,1	7,84%	-11,1	-0,44%
Липецкэнерго	663,8	8,91%	8,91%	663,7	8,63%	-0,1	-0,28%
Орелэнерго	261,2	10,69%	10,71%	267,9	10,75%	6,7	0,04%
Смоленскэнерго	521,8	13,61%	13,61%	526,2	13,43%	4,4	-0,18%
Тамбовэнерго	223,3	7,19%	7,19%	225,9	7,03%	2,6	-0,17%
Тверьэнерго	799,3 ²	14,71%	15,33% ²	881,6	15,72%	82,3	0,39%
Ярэнерго	708,4	10,42%	10,42%	702,4	10,21%	-5,9	-0,20%
Итого	5 850,3	9,35%	9,43%	5 994,5	9,36%	144,2	-0,07%

Плановые и фактические значения целевых показателей Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности за 2016 год

№ п.п	Наименование показателя	Единицы измерения	2016	
			План	Факт
1	Потери электрической энергии	млн кВтч	5 875,5	5 994,5
		млн руб. без НДС	11 941,71	12 640,07
		% от отпуска в сеть	9,38	9,36
	В том числе:			
1.1	Расход на собственные нужды подстанций	млн кВтч	109,65	106,02
2	Потребление ресурсов на хозяйственные нужды, в том числе:	млн руб. без НДС	336,11	371,12
		тыс. т у.т.	54,99	53,37
2.1	Топливо и энергия	тыс. т у.т.	54,99	53,37
		млн руб.	328,31	364,72
	<i>электрическая энергия</i>	млн кВтч	134,53	129,3
		тыс. т у.т.	46,34	44,53
	<i>тепловая энергия</i>	млн руб. без НДС	252,96	283,3
		Гкал	50 016	50 289
		тыс. т у.т.	7,17	7,47
	<i>газ природный (в том числе сжиженный)</i>	млн руб. без НДС	67,85	74,8
		тыс. м ³	1 271,6	1 184,9
		тыс. т у.т.	1,47	1,37
		млн руб. без НДС	7,5	6,6

¹ Показатель потерь электрической энергии за 2015 год в сопоставимых с условиях 2016 года.

² Потери с учетом г. Семилуки и г. Кимры.

	<i>иные виды ТЭР (уголь, мазут, дизельное топливо, керосин и т.д.)</i>	тыс. м ³	-	-
		тыс. л	-	-
		тыс. т	-	-
		тыс. т у.т.	-	-
		млн руб. без НДС	-	-
2.2	<i>Водоснабжение горячее</i>	тыс. м ³	16,56	16,5
		млн руб. без НДС	0,88	1,2
2.3	<i>Водоснабжение холодное</i>	тыс. м ³	271,03	210,3
		млн руб. без НДС	6,92	5,2
3	Расход моторного топлива автотранспортом и спецтехникой, всего, в том числе:	тыс. л	24086,27	25583,55
		тыс. т у.т.	28,10	29,13
		млн руб. без НДС	737,01	728,85
3.1.	<i>бензин, в том числе:</i>	тыс. л	15869,38	16567,92
		тыс. т у.т.	17,97	18,14
		млн руб. без НДС	486,07	466,05
	<i>автотранспортом</i>	тыс. л	10638,10	11149,93
		тыс. т.у.т.	12,05	12,21
		млн руб. без НДС	310,94	314,85
	<i>спецтехникой</i>	тыс. л	5231,28	5417,98
		тыс. т.у.т.	5,92	5,93
		млн руб. без НДС	175,14	151,20
3.2.	<i>дизельное топливо, в том числе:</i>	тыс. л.	8216,89	9015,63
		тыс. т.у.т.	10,13	10,98
		млн руб. без НДС	250,94	262,80
	<i>автотранспортом</i>	тыс. л	4008,02	4201,22
		тыс. т.у.т.	4,94	5,12
		млн руб. без НДС	121,36	116,65
	<i>спецтехникой</i>	тыс. л	4208,87	4814,41
		тыс. т.у.т.	5,19	5,86
		млн руб. без НДС	129,57	146,16
3.3.	<i>Иные виды топлива для автотранспорта и спецтехники, всего, в том числе:</i>	тыс. т.у.т.	-	-
		млн руб. без НДС	-	-
5.3.1	<i>газ природный (в том числе сжиженный)</i>	тыс. л	-	-

	тыс. т.у.т.	-	-
	млн руб. без НДС	-	-
	<i>электрическая энергия</i>	млн кВтч	-
5.3.2	тыс. т.у.т.	-	-
	млн руб. без НДС	-	-

Оснащенность современными приборами учета электроэнергии на розничном рынке по итогам 2016 года составила 91,8 %, что соответствует плану.

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ ВНУТРИ ОРГАНИЗАЦИИ (G4-EN3)

Наименование ресурса	Единицы измерения	2016 факт	
		Значение	ТДж
электрическая энергия	млн кВтч	129,3	465,48
тепловая энергия	Гкал	50 289	210,5
газ	тыс. м3	1 184,9	40,06
иное (дизельное топливо, керосин, бензин и др.)	тыс. т.у.т	29,12	853,2

СОКРАЩЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ (G4-EN6)

Наименование показателя	Единицы измерения	2016 факт	
		Значение	ТДж
электрическая энергия	млн кВтч	5,23	18,82
тепловая энергия	Гкал	-	-
газ	тыс. м3	86,7	2,93

Приложение № 3.4
к годовому отчету ПАО «МРСК Центра»
за 2016 год

Фактические значения показателя качества оказываемых услуг за 2016 год в разрезе филиалов

Филиал	Информативность		Исполнительность		Результативность обратной связи		Показатель качества оказываемых услуг		
	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Ф/П-1
Белгородэнерго	1.5833	2.0000	0.4130	0.5860	2.2000	2.0000	0.8874	1.0102	-0.1215
Брянскэнерго	1.6667	2.0000	0.3550	0.5860	2.2500	2.0000	0.8652	1.0102	-0.1436
Воронежэнерго	1.8333	2.0000	0.4230	0.5860	2.0000	2.0000	0.8794	1.0102	-0.1294
Костромаэнерго	1.5000	2.0000	0.4250	0.5860	1.8333	2.0000	0.8142	1.0102	-0.1941
Курскэнерго	1.8333	2.0000	0.4190	0.5860	1.9583	2.0000	0.8683	1.0102	-0.1405
Липецкэнерго	1.5833	2.0000	0.4150	0.4250	2.2083	2.0000	0.8905	0.8975	-0.0078
Орелэнерго	1.7500	2.0000	0.3950	0.5860	1.5833	2.0000	0.7682	1.0102	-0.2396
Смоленскэнерго	1.7500	2.0000	0.4480	0.5860	1.9583	2.0000	0.8803	1.0102	-0.1286
Тамбовэнерго	1.7500	2.0000	0.4370	0.5860	1.8333	2.0000	0.8476	1.0102	-0.1610
Тверьэнерго	1.6667	2.0000	0.3520	0.5860	2.0000	2.0000	0.8131	1.0102	-0.1951
Ярэнерго	1.5833	2.0000	0.4010	0.5860	1.7083	2.0000	0.7807	1.0102	-0.2272

Результаты исследований по оценке степени удовлетворенности потребителей (G4-PR5)

филиал МРСК Центра	Метод ¹⁾	Объект исследования	Период проведения	Количество респондентов	Цель исследования
А	1	2	3	4	5

Белгородэнерго	письменный опрос (в том числе интерактивные опросы)	потребители услуг филиала	01.01.2016-31.12.2016	443	Определение уровня удовлетворенности клиентов качеством предоставления услуги по передаче э/э, по технологическому присоединению, дополнительным услугам, качеством организации клиентского обслуживания
Белгородэнерго	интервью по телефону	потребители услуг филиала	08.12.2016-14.12.2016	302	Определение уровня удовлетворенности клиентов качеством предоставления услуги по передаче э/э, по технологическому присоединению, дополнительным услугам, качеством организации клиентского обслуживания
Белгородэнерго	интервью по телефону	потребители, с которыми заключен договор ТП	01.12.2016 - 27.12.2016; 01.11.2016 - 30.11.2016; 01.10.2016 - 31.10.2016; 01.09.2016 - 30.09.2016	1184	Оценка обслуживания и предложение услуги "Сопровождение ТП"
Белгородэнерго	интервью по телефону	потребители, с которыми заключен договор ТП	15.11.2016 - 18.11.2016; 12.07.2016 - 25.07.2016	472	Сопровождение (по какой причине не воспользовались СТП)
Брянскэнерго	письменный опрос (в том числе интерактивные опросы)	потребители услуг филиала	01.01.2016-31.12.2016	608	Определение уровня удовлетворенности клиентов качеством предоставления услуги по передаче э/э, по технологическому присоединению, дополнительным услугам, качеством организации клиентского обслуживания
Воронежэнерго	письменный опрос (в том числе интерактивные опросы)	потребители услуг филиала	01.01.2016-31.12.2016	7185	Определение уровня удовлетворенности клиентов качеством предоставления услуги по передаче э/э, по технологическому присоединению, дополнительным услугам, качеством организации клиентского обслуживания
Воронежэнерго	интервью по телефону	потребители услуг филиала	06.08.2016 - 07.08.2016; 28.07.2016 - 03.08.2016; 29.06.2016 - 29.06.2016	261	Опрос о выполнении договора на технологическое присоединение
Костромаэнерго	письменный опрос (в том числе интерактивные опросы)	потребители услуг филиала	01.01.2016-31.12.2016	1128	Определение уровня удовлетворенности клиентов качеством предоставления услуги по передаче э/э, по технологическому присоединению, дополнительным услугам, качеством организации клиентского обслуживания

Курскэнерго	письменный опрос (в том числе интерактивные опросы)	потребители услуг филиала	01.01.2016-31.12.2016	3924	Определение уровня удовлетворенности клиентов качеством предоставления услуги по передаче э/э, по технологическому присоединению, дополнительным услугам, качеством организации клиентского обслуживания
Липецкэнерго	письменный опрос (в том числе интерактивные опросы)	потребители услуг филиала	01.01.2016-31.12.2016	534	Определение уровня удовлетворенности клиентов качеством предоставления услуги по передаче э/э, по технологическому присоединению, дополнительным услугам, качеством организации клиентского обслуживания
Липецкэнерго	интервью по телефону	потребители услуг филиала	01.12.2016 - 27.12.2016; 01.11.2016 - 30.11.2016; 01.10.2016 - 31.10.2016; 01.09.2016 - 30.09.2016; 01.04.2016 - 30.04.2016; 01.03.2016 - 31.03.2016; 24.02.2016 - 29.02.2016	1031	Оценка обслуживания и предложение услуги "Сопровождение ТП"
Орелэнерго	письменный опрос (в том числе интерактивные опросы)	потребители услуг филиала	01.01.2016-31.12.2016	743	Определение уровня удовлетворенности клиентов качеством предоставления услуги по передаче э/э, по технологическому присоединению, дополнительным услугам, качеством организации клиентского обслуживания
Смоленскэнерго	письменный опрос (в том числе интерактивные опросы)	потребители услуг филиала	01.04.2016 - 30.04.2016; 01.03.2016 - 31.03.2016; 24.02.2016 - 29.02.2016	227	Оценка обслуживания и предложение услуги "Сопровождение ТП"
Тамбовэнерго	письменный опрос (в том числе интерактивные опросы)	потребители услуг филиала	01.01.2016-31.12.2016	846	Определение уровня удовлетворенности клиентов качеством предоставления услуги по передаче э/э, по технологическому присоединению, дополнительным услугам, качеством организации клиентского обслуживания
Тверьэнерго	письменный опрос (в том числе интерактивные опросы)	потребители услуг филиала	01.01.2016-31.12.2016	1133	Определение уровня удовлетворенности клиентов качеством предоставления услуги по передаче э/э, по технологическому присоединению, дополнительным услугам, качеством организации клиентского обслуживания

Ярэнерго	письменный опрос (в том числе интерактивные опросы)	потребители услуг филиала	01.01.2016-31.12.2016	1443	Определение уровня удовлетворенности клиентов качеством предоставления услуги по передаче э/э, по технологическому присоединению, дополнительным услугам, качеством организации клиентского обслуживания
Ярэнерго	интервью по телефону	потребители услуг филиала	01.09.2016 - 15.09.2016	528	Опрос о выполнении договора на технологическое присоединение

Дополнительная информация в области инновационного развития и НИОКР

В 2016 году МРСК Центра выполняла следующие НИОКР:

Наименование НИОКР	Полученные результаты
Разработка технических решений по совмещению традиционных объектов распределительных сетей с зарядной инфраструктурой (интеллектуальный трансформатор сети СН/НН)	<ul style="list-style-type: none">– изготовление опытных образцов;– проведение заводских испытаний. Доработка опытных образцов и корректировка КД, ТУ, ЭД и ТД по результатам заводских испытаний;– проведение приемочных испытаний опытных образцов;– доработка опытных образцов, КД, ТУ, ЭД и ТД по результатам приемочных испытаний.– Поставка и монтаж опытных образцов.– Проектно-сметные работы.– Оформление охранных свидетельств (патентов) на полезную модель и т.д.:<ul style="list-style-type: none">– патент на изобретение – устройство управления и ограничения;– патент на полезную модель – конструктивное исполнение КТП, совмещенной с зарядной станцией для электромобилей
Разработка тренажера оперативного и эксплуатационного персонала, на основе моделей виртуальной реальности трансформаторной подстанции	<ul style="list-style-type: none">– разработана 2-я версия Программного обеспечения ПК «ТП ВР»;– разработаны 2 часть виртуальных объектов, 2 часть настроенных в ПК «ТП ВР» сценариев обучения;– подготовлен комплект документации;– 6 тренажеров ПК «ТП ВР»;– отчеты об установке ПК «ТП ВР», о проведении обучения, по результатам опытной эксплуатации, по устранению замечаний;– предоставлены документы по защите интеллектуальной собственности;– ввод ПК «ТП ВР» в промышленную эксплуатацию.

Разработка, изготовление и испытание одноцепных и двухцепных опор из композитных материалов для ВЛ 6-20 кВ

1. Изготовлена, испытана и передана партия опор из композитных материалов для опытно-промышленной эксплуатации. Оформлены акты об изготовлении опытных образцов композитных опор. Получатель партии опор – филиал Липецкэнерго. Опытные образцы композитных опор:
 - ПКО 10-1-3 (ФБСА611.00.000-07 ГЧ), промежуточная – 8 шт.;
 - ПКО 10-1-3 (ФБСА611.00.000-08 ГЧ), промежуточная (повышенная) – 2 шт.;
 - АКО 10-1-3 (ФБСА611.00.000-39 ГЧ), анкерная – 2 шт.;
 - АКОу 10-1-3 (ФБСА611.00.000-40 ГЧ), анкерная угловая – 2 шт.;
 - АКО 10-1-3 (ФБСА611.00.000-41 ГЧ), анкерная (повышенная) – 1 шт.;
 - АКОу 10-1-3 (ФБСА611.00.000-42 ГЧ), анкерная угловая (повышенная) – 1 шт.;
 - ПКОу 10-1-3 (ФБСА611.00.000-35 ГЧ), промежуточная угловая – 2 шт.
2. Подготовлены и направлены в ФГБУ «ФИПС» патентные заявки на имя МРСК Центра:
 - на разработанный в рамках данного проекта НИОКР композитный материал «Пропиточное полимерное терморезистивное связующее устойчивое к солнечному излучению»;
 - на все типы композитных опор 6-20 кВ по п. 2.2 ТЗ – «Устройство крепления верхнего оголовника для установки траверсы на торце конусной пустотелой композитной опоры».
3. Разработаны технологические карты на сборку и установку композитных опор, карты для промежуточных опор типа ПКО и ПКОу, а также карты для анкерных опор типа АКО и АКОу.
4. Разработан альбом с данными о расчетных пролетах и монтажных стрелах провиса голого и изолированного провода сечением 70 и 95 мм² – «Типовой проект. Одноцепные и двухцепные опоры из композитных материалов для воздушных линий электропередачи напряжением 6 – 20 кВ».
5. Подготовлен и согласован проект лицензионного договора о предоставлении ЗАО «ФЕНИКС-88» права использования созданной научно-технической продукции

Разработка программно-аппаратного комплекса для защиты подстанций 35-110кВ нового поколения от электромагнитных воздействий с применением мультитросовой молниезащиты для нужд МРСК Центра

- Отчет о патентных исследованиях в области защиты от электромагнитных воздействий подстанций нового поколения 35-110 кВ с применением цифровых технологий в соответствии с ГОСТ Р 15.011-96.
- Отчет об обзоре литературных данных (включая НТД) в области защиты от электромагнитных воздействий ПС нового поколения.
- Научно-технический отчет. Рекомендации по проектированию подстанций 35-110 кВ нового поколения с учетом исключения электромагнитных помех от различного рода воздействий молнии по всем вторичным цепям.
- Научно-технический отчет. Требования к проектированию молниезащиты ПС 35-110 кВ нового поколения с применением мультитросовых систем. Рекомендации по внесению изменений в Техническую политику ПАО «Россети» и другие нормативно-технические документы.

Перечень полученных охранных документов (патентов, свидетельств) на результаты НИОКР в 2016 году:

- Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Ведение опасных мест на объектах электросетевого комплекса ПАО «МРСК Центра» («Модульное отраслевое решение: Система управления производственными активами») № 2016617162 от 28.06.2016.

- Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Контроль качества электроэнергии на объектах электросетевого комплекса ПАО «МРСК Центра» («Модульное отраслевое решение: Система управления производственными активами») № 2016617160 от 28.06.2016.
- Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Коммутационный ресурс коммутационных аппаратов ПАО «МРСК Центра» («Модульное отраслевое решение: Система управления производственными активами») № 2016617159 от 28.06.2016.
- Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Единая система технической диагностики объектов электросетевого комплекса ПАО «МРСК Центра» («Модульное отраслевое решение: Система управления производственными активами») № 2016617342 от 01.07.2016.
- Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Управление производственной деятельностью ПАО «МРСК Центра» («Модульное отраслевое решение: Система управления производственными активами») № 2016617341 от 01.07.2016.
- Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Управление мобильными бригадами ПАО «МРСК Центра. «Мобильные решения» («Модульное отраслевое решение: Система управления производственными активами») № 2016617364 от 01.07.2016.
- Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Контроль правильности выбора коммутационного оборудования ПАО «МРСК Центра». «Измерение петли фаза-ноль» («Модульное отраслевое решение: Система управления производственными активами») № 2016618722 от 05.08.2016.
- Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Управление базой данных объектов электросетевого комплекса ПАО «МРСК Центра» («Модульное отраслевое решение: Система управления производственными активами») № 2016618754 от 05.08.2016.
- Патент на полезную модель «Комплексная трансформаторная подстанция с функцией зарядки электромобилей» № 165524 от 04.10.2016.

Деятельность научно-технического совета ПАО «Россети»

В состав научно-технического совета ПАО «Россети» (НТС) от МРСК Центра входят:

1. В президиум НТС: Пилогин А.В. – первый заместитель генерального директора - главный инженер.
2. В состав секции «Технологии и оборудование линий электропередачи»: Конев Р.Н. – Начальник отдела ремонтно-эксплуатационного обслуживания Департамента эксплуатации (эксперт).
3. В состав секции «Технологии и оборудование подстанций»: Рыбников Д.А. – Заместитель главного инженера по развитию и инновациям (эксперт).
4. В состав секции «Стратегические и общесистемные вопросы и проблемы функционирования и развития электрических сетей»: Пилогин А.В. – первый заместитель генерального директора - главный инженер.

Перечень вопросов, рассмотренных НТС в 2016 году:

№ п/п	Заседание	Рассмотренные вопросы
Президиум НТС ПАО «Россети»		
1	16.03.2016	1. Отчет о работе секций Научно-технического совета ПАО «Россети» за 2015 г.

2. Об утверждении плана работы Научно-технического совета ПАО «Россети» за 2016 г.

Секция «Технологии и оборудование линий электропередачи»

- | | | |
|---|------------|---|
| 2 | 30.05.2016 | <ol style="list-style-type: none"> 1. Рассмотрение отчетных материалов этапов №1 - №3 НИР ПАО «МРСК Центра» «Разработка антигололедных покрытий и способов их нанесения для неизолированных проводов ВЛ на основе ферромагнитных материалов с точкой Кюри близкой к 0 °С». Определение реализуемости предлагаемой технологии и принятия решения о выполнении работы в целом (этапы №4-7) в соответствии с Календарным планом работ. 2. Исследование и разработка вариантов оптимизации применения линейной изоляции |
|---|------------|---|

Секция «Технологии и оборудование подстанций»

- | | | |
|---|------------|---|
| 3 | 27.04.2016 | <ol style="list-style-type: none"> 1. Разработка схемных решений по созданию многоузловых вставок постоянного тока для глубокого ограничения токов короткого замыкания в сетях 110-220 кВ мегаполисов и алгоритмов управления к ним. 2. Разработка нового блочного аппарата, совмещающего выключатель и разъединитель 110 кВ с пружинно-моторным приводом, оснащенного независимым блоком РЗА ближнего резервирования. 3. Разработка концепции интеллектуальной автоматики обогрева подстанцией. Оценка эффективности внедрения |
| 4 | 16.06.2016 | <ol style="list-style-type: none"> 1. Волоконно-оптические трансформаторы тока типа ТТЭО и электронно-оптические трансформаторы напряжения ДНЕЭ. Состояние производства, испытания, область применения. 2. Результаты опытной эксплуатации силового трансформатора 10 кВ 630 кВА с магнитопроводом из аморфной стали в ПАО «МРСК Центра». 3. Обсуждение необходимости и возможности включения в «Реестр инновационных решений», рекомендуемых к применению на объектах ПАО «Россети» разработанного ООО «ГаммаКон» инновационного технического решения «Аппаратура мониторинга технического состояния силовых трансформаторов ГКМТ-01». 4. Рассмотрение результатов НИОКР по теме «Разработка программного комплекса для адресных рекомендаций и малозатратные методов уменьшения технологических потерь в сетях 6-10 кВ РЭС ПАО «Кубаньэнерго» |

- | | | |
|---|------------|---|
| 5 | 12.10.2016 | <ol style="list-style-type: none"> 1. Разработка КРУ с твердой экранированной изоляцией на напряжение 10-35 кВ. 2. Проект «Методика создания автоматизированной системы учета, управления и эксплуатации объектами имущества и имущественными комплексами». 3. Программа по совершенствованию систем и устройств молниезащиты, повышению грозоупорности и надежности внешней изоляции ВЛ и ПС напряжением 6-750 кВ |
|---|------------|---|

Секция «Управление режимами, автоматизация и применение автоматического управления в электрических сетях»

- | | | |
|----|------------|---|
| 6 | 27.04.2016 | <ol style="list-style-type: none"> 1. Разработка схемных решений по созданию многоузловых вставок постоянного тока для глубокого ограничения токов короткого замыкания в сетях 110-220 кВ мегаполисов и алгоритмов управления к ним. 2. Разработка нового блочного аппарата, совмещающего выключатель и разъединитель 110 кВ с пружинно-моторным приводом, оснащенного независимым блоком РЗА ближнего резервирования. 3. Разработка концепции интеллектуальной автоматики обогрева подстанцией. Оценка эффективности внедрения. |
| 7 | 16.06.2016 | <ol style="list-style-type: none"> 1. Волоконно-оптические трансформаторы тока типа ТТЭО и электронно-оптические трансформаторы напряжения ДНЕЭ. Состояние производства, испытания, область применения. |
| 8 | 29.07.2016 | <ol style="list-style-type: none"> 1. Рассмотрение результатов НИОКР по теме: «Исследования и разработка адаптивных к режиму работы сети защит линий электропередачи 110-220 кВ с реализацией пилотного проекта». 2. Многофункциональное устройство регистрации процессов в ВЛ ЕЕЭС и определения мест повреждения |
| 9 | 07.09.2016 | <ol style="list-style-type: none"> 1. Предложения НГТУ им. Р.Е. Алексеева по реализации национального проекта «Цифровая подстанция». |
| 10 | 17.11.2016 | <ol style="list-style-type: none"> 1. Разработка оборудования для создания технологической сети связи в распределительных сетях среднего напряжения на основе PLC |

технологий (передача информации по линиям электропередачи среднего напряжения 6-20 кВ).

2. Реализация проекта опытно-промышленной эксплуатации индикаторов короткого замыкания на ВЛ 10 кВ в ПАО «МРСК Центра».

3. Токоограничивающие устройства на основе сверхпроводников.

Секция «Стратегические и общесистемные вопросы и проблемы функционирования и развития электрических сетей»

11	12.12.2016	О рассмотрении Программы инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016-2020 гг., с перспективой до 2025 г.
----	------------	---

Материалы заседаний секций НТС размещены на сайте ПАО «Россети»: <http://www.rosseti.ru/investment/sovet/>.

Деятельность Технического совета МРСК Центра

В состав Технического совета входят:

Председатель: Первый заместитель генерального директора – главный инженер

Члены Технического совета:

1. Заместитель генерального директора по реализации и развитию услуг.
2. Заместитель главного инженера по эксплуатации.
3. Заместитель главного инженера по развитию и инновациям.
4. Заместитель главного инженера по оперативно – технологическому и ситуационному управлению – начальник Департамента оперативно – технологического и ситуационного управления.
5. Заместитель главного инженера – начальник Департамента производственной безопасности и производственного контроля.
6. Директор Департамента перспективного и технологического развития и инноваций.
7. Начальник Департамента энергосбережения и повышения энергетической эффективности.
8. Начальник Департамента корпоративных и технологических автоматизированных систем управления.
9. Первый заместитель директора – главный инженер филиала «Белгородэнерго».
10. Первый заместитель директора – главный инженер филиала «Брянскэнерго».
11. Первый заместитель директора – главный инженер филиала «Воронежэнерго».
12. Первый заместитель директора – главный инженер филиала «Костромаэнерго».
13. Первый заместитель директора – главный инженер филиала «Курскэнерго».
14. Первый заместитель директора – главный инженер филиала «Липецкэнерго».
15. Первый заместитель директора – главный инженер филиала «Орелэнерго».
16. Первый заместитель директора – главный инженер филиала «Смоленскэнерго».
17. Первый заместитель директора – главный инженер филиала «Тамбовэнерго».
18. Первый заместитель директора – главный инженер филиала «Тверьэнерго».
19. Первый заместитель директора – главный инженер филиала «Ярэнерго».

В 2016 году в рамках реализации инновационной программы проведено 5 заседаний Совета с рассмотрением следующих вопросов:

- О ходе работ по проектированию ПС 110 кВ «Спутник» (протоколы от 18.08.2016, 31.08.2016, 15.11.2016);
- О реализации проекта НИОКР «ПАК для защиты ПС 35-110 кВ нового поколения от электромагнитных воздействий с применением мультитросовой молниезащиты» (протокол от 31.10.2016);
- Совещание главных инженеров Общества с рассмотрением вопросов: итоги работы технического блока Общества за 2015 год, планы и задачи на 2016 год, реализация целевых программ, в том числе ремонтной и инновационной программы (протокол от 31.04.2016).

Информация о ключевых проектах МРСК Центра с использованием инновационных, передовых технических решений:

№ п/п	Филиал	Наименование объекта	Ключевые технические параметры
1	Белгородэнерго	Программа ИЖС 2016 г.	<p>Стальные многогранные опоры (стойка УМз-04-7-90), согласно патента ПАО «МРСК Центра» на полезную модель № 138695 от 20.02.2014, номер в реестре Россети 18-027-0021/1</p> <p>Класс напряжения - 0,4 кВ</p> <p>Конструкция - 8-гранная стальная коническая стойка</p> <p>Высота стойки -7 м, высота трубного фундамента – 3 м</p> <p>Максимальный угол поворота - 90 град</p> <p>Масса опоры с фундаментом - 348 кг</p> <p>Расчетный изгибающий момент - 11,128 тс*м</p> <p>Защита от коррозии - горячее цинкование</p> <p>Срок службы - 50 лет;</p> <p>Количество – 336 шт.</p>
	Брянскэнерго	Строительство/реконструкция объектов 10/0,4 кВ в рамках ТП и ИПР	
	Костромаэнерго	Строительство объектов 10/0,4 кВ в рамках ТП и ИПР	
	Орелэнерго	ОР-282 Строительство ВЛ-0,4 кВ льготные потребители до 15 кВт	
	Смоленскэнерго	Реконструкция ВЛ 0,4кВ №1,2 ТП 13 ВЛ 1004 ПС Холм Жирки; Реконструкция ВЛ-0,4 кВ №1, 2, 3, 4 от ТП 53 ВЛ-1005 ПС Логово	
	Тамбовэнерго	Строительство/реконструкция ВЛ 0,4 кВ (заключенные договоры ТП)	
	Тверьэнерго	Строительство/реконструкция ВЛ 0,4 кВ в рамках реализации процедуры технологического присоединения	
	Ярэнерго	Строительство объектов 10/0,4 кВ в рамках ТП и ИПР	
2	Белгородэнерго	Программа ТПиР, технологическое присоединение	<p>Столбовые трансформаторные подстанции СТП с «навесным» креплением (без устройства дополнительных подставок) силового трансформатора на одноствоечной опоре в соответствии с патентами ПАО «МРСК Центра» № 133982 от 27.10.2013 и № 146463 от 10.09.2014 г.</p> <p>Класс напряжения: 10/0,4 кВ.</p> <p>Система охлаждения - ONAN (масляный);</p> <p>Регулировка напряжения на стороне ВН - $\pm 2 \times 2,5\%$ (Реечный ПБВ);</p> <p>Ток термической стойкости в течение 1с на стороне ВН, кА – 6,3;</p> <p>Ток электродинамической стойкости на стороне ВН, кА – 16;</p> <p>Тип высоковольтного и низковольтного вводов – воздушные;</p> <p>Защита от перенапряжений ВН - ОПН в составе трансформатора.</p> <p>Мощность силового трансформатора: 25-100 кВА</p> <p>Тип силового трансформатора: ТМГ</p> <p>Количество – 138 шт., из них:</p> <p>4 шт. (100 кВА)</p> <p>99 шт. (63 кВА)</p>
	Воронежэнерго	Строительство объектов 10/0,4 кВ в рамках ТП и ИПР	
	Брянскэнерго	Строительство объектов 10/0,4 кВ в рамках ТП	
	Костромаэнерго	Строительство/реконструкция объектов 10/0,4 кВ в рамках ТП и ИПР	
	Курскэнерго	КР-97 Строительство КТП 10/0.4 кВ ТП Льготники до 15 кВт	
	Орелэнерго	ОР-286 Строительство ТП-10/0,4 кВ на ВЛ-10 кВ льготные потребители до 15 кВт	
	Смоленскэнерго	Строительство/реконструкция ТП 10(6)/0,4 кВ в рамках выполнения технологического присоединения	

	Тамбовэнерго	Строительство КТП-10/0,4 кВ (заключенные договоры ТП)	23 шт. (40 кВА) 12 шт. (25 кВА)
	Тверьэнерго	Строительство/реконструкция ТП 10(6)/0,4 кВ в рамках реализации процедуры технологического присоединения	
	Ярэнерго	Строительство/реконструкция объектов 10/0,4 кВ в рамках ТП и ИПР	
3	Костромаэнерго	Реконструкция ВЛ-10 кВ установка реклоузеров	Реклоузеры 10 кВ РВА/TEL-10-12,5/630 У1 ПСС-10-12,5/630 УХЛ1 РДА/TEL-12,5-16/630 У1 - номинальное напряжение, кВ - 10; - наибольшее напряжение, кВ - 12; - номинальный ток, А - 630 - номинальный ток отключения, кА - 12,5 - ток электродинамической стойкости, кА - 32 - ток термической стойкости, Зс, кА - 12,5; - механический ресурс, циклов «ВО» - 30000 - коммутационный ресурс при ном. токе, циклов «ВО» - 30000 при ном. токе отключения, циклов «ВО» - 100 Количество – 60 шт.
	Смоленскэнерго	Реконструкция ВЛ-10кВ установка реклоузеров ВЛ-609 ПС Печерск; Реконструкция ВЛ-6кВ установка реклоузеров ВЛ-602 ПС Печерск	
	Тверьэнерго	Монтаж реклоузеров в рамках реализации процедуры технологического присоединения по объектам	
	Ярэнерго	Программа замены/установки реклоузеров 6-10кВ	
	Белгородэнерго	Программа ТПиР, технологическое присоединение, программа ИЖС	
4	Костромаэнерго	Строительство/реконструкция объектов 10/0,4 кВ в рамках ТП и ИПР	Энергоэффективные силовые трансформаторы с уменьшенными потерями ХХ и КЗ (не ниже класса С по EN 50464-1) Класс напряжения: 10(6)/0,4 кВ; Тип силового трансформатора: ТМГэ; Схема соединений: Д/Ун , У/Зн; Номинальная мощность: 25-2500 кВА, в том числе: - 25 кВА – 3 шт. Потери хх: 115 Вт, потери кз: 600 Вт; - 63 кВА – 43 шт. Потери хх: 220 Вт, потери кз: 1350 Вт; - 100 кВА – 41 шт. Потери хх: 270 Вт, потери кз: 2000 Вт; - 160 кВА – 63 шт. Потери хх: 320 Вт, потери кз: 2350 Вт; - 250 кВА – 51 шт. Потери хх: 425 Вт, потери кз: 3250 Вт; - 400 кВА – 25 шт. Потери хх: 610 Вт, потери кз: 4600 Вт; - 630 кВА – 44 шт. Потери хх: 860 Вт, потери кз: 6750 Вт; - 1000 кВА – 28 шт. Потери хх: 1100 Вт, потери кз: 10500 Вт; - 1250 кВА – 10 шт. Потери хх: 1350 Вт, потери кз: 13500 Вт; - 1600 кВА – 7 шт. Потери хх: 1750 Вт, потери кз: 17000 Вт; - 2500 кВА – 2 шт. Потери хх: 2500 Вт, потери кз: 26500 Вт; Количество – 317 шт.
	Смоленскэнерго	Реконструкция ТП-10 кВ в рамках программы по снижению потерь	
	Тверьэнерго	Строительство РП, ТП 6\10-0,4 кВ для льготного ТП до 15 кВт	
	Ярэнерго	Строительство/реконструкция объектов 10/0,4 кВ в рамках ТП и ИПР	

5	Брянскэнерго	Реконструкция заходов ВЛ-110 кВ Цементная-Дятьковская и ВЛ-110 кВ Дятьковская-Литейная с отпайками	<p>Высокопрочный провод АСВП 128/36 СТО 71915393-ТУ 120-2012 (допустимый длительный ток – 434,4А); Длина: - 6,881 км; Максимальное напряжение: в режиме максимальных нагрузок: кгс/мм² – 10; в среднеэксплуатационном режиме: кгс/мм² – 8.</p>
6	Воронежэнерго	Строительство ПС 110/10 кВ Спутник с тр-ми 2*40 МВА (ПИР)	<p>Оборудование РЗА и ТЛМ с поддержкой стандарта МЭК 61850-8-1 и 9-2LE (связь по станционной шине и шине процесса) РЗА: Напряжение оперативного постоянного тока терминалов: - номинальное напряжение 220 В - рабочий диапазон напряжений (0,8 ÷ 1,1)хU_{пн} - потребление при U_{пн} в номинальном режиме (при отсутствии КЗ в сети) P_н < 35 Вт - потребление при наличии КЗ в сети < 2хP_н Пульсация в напряжении постоянного тока не более 10% от среднего значения Комплект основных и резервных защит и управления вводами 110 кВ силовых трансформаторов (БЭМП-ДЗТ.3); Комплект защиты и автоматики секционного выключателя 110 кВ (БЭ2704V015); Комплект защиты ошиновки 110 кВ (БЭ2704 051); Комплекты основных и резервных защит и управления выключателем линии 110 кВ (БЭ2704 091); Терминалы защиты и управления секционных выключателей 10 кВ (БЭМП РУ-СВ); Терминалы защиты и управления вводов 10 кВ (БЭМП РУ-ВВ); Терминалы защиты и управления отходящих линий 10 кВ (БЭМП РУ-ТЛ) Оптический порт для связи с АСУ в составе всех терминалов РЗА: МЭК 61850 Для повышения надежности передачи данных терминалы РЗА присоединений 110 кВ подключены по двум независимым интерфейсам в основное и резервное Ethernet-кольцо выполненное оптоволоконными линиями. ТЛМ: Устройство сбора и передачи данных (Систел –УСПД.280.226); Сервер АСУ ПС; Коммутатор Ethernet; Сервер времени и антенна (Метроном – 300 с поддержкой МЭК 61850); Медиаконвертер (S1112i-PWR);</p>

			Модуль телесигнализации ТС24-220.02 с МЭК 61850 (GOOSE); Модуль телеуправления ТУ8-61850 с МЭК 61850
7	Костромаэнерго	Реконструкция ВЛ-10 кВ с установкой устройств защиты предохранителей	<p>Устройство защиты предохранителей Fusesaver</p> <ul style="list-style-type: none"> - номинальное напряжение, кВ - 12; - наибольшее напряжение, кВ - 12; - номинальный ток предохранителя до 50 А - номинальный расчетный ток А - 100 - номинальный ток отключения при КЗ, кА - 4 - номинальный ток включения КЗ, кА - 10 - номинальный импульс выдержив-е напряжения, кВ - 75 - минимальный необходимый ток для работоспособности устр-ва, А - 0,5 - вес, кг - 5,5 <p>Количество – 3 комплекта</p>
8	Липецкэнерго	Реконструкция ПС 110 кВ Привокзальная с заменой трансформаторов 2*20+ 1*25 МВА на 2*40 МВА	<p>Реакторы с конденсаторным регулированием РДМК 800/6 S ном - 800 кВА, номинальное напряжение основной обмотки, В- 6300/1,73., максимальный / минимальный ток основной обмотки – 210/5А.</p> <p>Терминалы РЗА с поддержкой протокола МЭК 61850-8-1 (связь по станционной шине):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Шкаф защиты и автоматики ШЭ2607 150 2. Шкаф центральной сигнализации ШЭ 2607130 130 3. Шкаф оперативной блокировки разъединителей ШЭ 2608.10.007 <p>Литой токопровод 6 кВ, Ин- 5000/2000А. Длина токопровода 5000А - 175м , 2000А - 65м. Основные характеристики: степень защиты – IP-68, Итерм - 100 кА, 3с, Iдин- 300 кА, материал проводника - медь, материал изолирующего слоя - полимер., исполнение - открытая прокладка.</p>
		Реконструкция ВЛ 110 кВ "Доброе" левая (ПИР)	<p>Полимерные опоры ПК 110-2 (+4, +6). СМР 2017. (ветровой/ гололедный район – IV/IV, длина стойки 27,7 м, высота до нижней траверсы – 12,8 м Количество – 18 шт.</p>
		Реконструкция ВЛ 110 кВ "Донская" левая, правая (ПИР)	<p>Провод с композитным сердечником типа АССС (организация переход через реку -862 м) с использованием. Масса провода кг/м – 0,814, Разрывное усилие сердечник/ провод, кН – 188/201, максимальная рабочая температура – 175 С°</p>
		Реконструкция ВЛ 10 кВ «Переулоч» с использованием композитных опор	<p>Полимерные опоры типа ПКО-20 по патенту ПАО «МРСК Центра». Номинальное напряжение- 20 кВ, Полная высота стойки- 10,5 м, высота до уровня нижней траверсы – 7,9 м, толщина стенки- 8 мм, диаметр стойки низ (внешний/ внутренний) 430/446, верх (внешний/ внутренний)- 119/219, глубина установки - 200 см, максимально допустимый изгибающий момент- не менее 7 тс*м, масса 219 кг, конструктивное исполнение – цельное. Количество – 5 шт.</p>

Строительство ВЛ 110 кВ для ТП э/с ОЭЗ РУ "Елецпром"

Стальная многогранная опора СМО 110 кВ ПМ110-1Ф, т.п. – 22.0099, ветровой/ гололедный район- I-V, высота опоры – 24.9 м, высота до нижней траверсы- 17,1 м, сечение стоек(низ/верх) 750/200 мм, масса- 2775 кг, расчетный изгибающий момент – 750 кН*м., конструктивное исполнение – цельное.
Количество – 1 шт.

9	Орелэнерго	Разработка технических решений по совмещению традиционных объектов распределительных сетей с зарядной инфраструктурой (интеллектуальный трансформатор сети СН/НН)	Зарядные станции для электромобилей (ESCP-3/32) , совмещенные с КТП 160 кВА и 250 кВА, в соответствии с патентом на полезную модель ПАО «МРСК Центра» № 165524 от 04.10.2016 г., патентом на изобретение ПАО «МРСК Центра» № 2608387 от 18.01.2017 г. Блок промышленного логического контроллера выполнен с интерфейсом шины RS-485. Зарядка электромобиля осуществляется напряжением до 230 В и силой тока до 16 А при однофазном подключении и до 400 В и силой тока до 32 А при трехфазном подключении. Доступ к зарядке конечного потребителя осуществляется только посредством идентификационной карточки RFID. Тип разъема для подключения зарядного кабеля Type 2 с блокиратором и крышкой.
10	Тамбовэнерго	ЗТП-10/0,4 № 048	Трансформатор с магнитопроводом из аморфной стали ТМГ-СЭЩ-630/10-17-УХЛ1 -1 шт. Номинальная мощность, кВА – 630; Номинальное напряжение, ВН/НН кВ – 10/0,4; Номинальный ток обмотки ВН, А – 36; Номинальный ток обмотки НН, А – 909; Схема и группа соединения обмоток – D/Yн-11; Вид переключения ответвлений обмотки ВН – ПБВ; Ток холостого хода, % - 0,160; Потери холостого хода, Вт – 257,4; Потери короткого замыкания, Вт – 6539,4; Габариты (ДхШхВ), мм - 1950х980х1600
11	Тверьэнерго	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Редкино-Безбородово I, II цепь с отпайкой на ПС Редкино тяговая	Стальные многогранные опоры 110 кВ ПМ110-4Ф (11902.00.000 МС) - 11 шт. Тип опоры: промежуточная многогранная двухцепная с фланцевым соединением с конструктивно отдельным фундаментом Высота: 31,13 м Вес: 3648 кг. Строительная длина участка реконструкции – 3 км. Количество – 11 шт.
12	Ярэнерго	ПС 35/10 кВ Машприбор	Реклоузеры 35 кВ OSM35_Smart_1(S)

Класс напряжения: 35кВ
 Номинальный ток отключения – 20 кА
 Номинальный ток – 1250 А
 Испытательное напряжение промышленной частоты (в сухом состоянии) - 95 кВ;
 Номинальное напряжение оперативного питания модуля управления, В – 220;
 Ёмкость аккумуляторной батареи (при +25 °С), А·ч – 26;
 Внешние устройства связи (RTU):
 GSM модем;
 Прямое соединение по RS485-RS232.
 Количество – 2 шт.

ВЛ 10 кВ ф.2 ПС Левобережная

Индикаторы короткого замыкания ИКЗ 23М (2 комплекта), ИКЗ 33МРЗ (1 комплект)
 Диапазон по току МФЗ: 10...1000 А;
 Минимальный ток регистрации ОЗЗ: 4 А;
 Определение направления ОЗЗ – нет;
 Энергонезависимая память – да (25 аварий);
 Пульт управления – 400 м (для ИКЗ 33 МРЗ);
 Связь: GSM/ GPRS /SMS;
 Температурный диапазон: -55 / +85°С

Информация о нормативно-технических документах (НТД), разработанных МРСК Центра в области технического регулирования в 2016 году:

№	Учетный номер НТД в реестре НТД МРСК Центра	Область технического регулирования	Название	Средства на разработку (если затрачены) руб.	Основной подрядчик, разрабатывавший документ (если привлекался)
1	СТО БП 11/04-01/2016	Вторичные цепи	Стандарт организации «Защиты дальнего и ближнего резервирования в электрических сетях 6-110 кВ. Общие технические требования»	1 462 203,43	ООО ПЦ «ЭКРА»
2	СТО БП 11/05-01/2016	Энергоменеджмент	Стандарт организации «Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63 – 2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания»	1 735 343,39	ООО «Энертекс»
3	РГ БП 10.3/03-08/2016	Оперативно-технологическое и ситуационное управление	Регламент «Порядок передачи оперативной информации о технологических нарушениях, отклонениях от нормальных режимов в работе	-	-

			электросетевых элементов, изменениях состояния оперативной схемы и несчастных случаях»		
4	СТО БП 11/03-01/2016	Заземление и молниезащита	Стандарт организации «Выбор режимов заземления нейтрали электрических сетей 6-35 кВ»	-	-
5	МИ БП 11/04-02/2016	Учет электроэнергии и развитие услуг	Методическая инструкция «Расчет перераспределения (перевода) нагрузки в аварийных и послеаварийных режимах по связям на вторичном напряжении для целей развития и ТП»	-	-
6	РГ БП 11/12-01/2016	Учет электроэнергии и развитие услуг	Регламент «Взаимодействие Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра и ПАО «МРСК Центра» при разработке и согласовании комплексных программ развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории субъектов РФ и рассмотрении схем и программ развития»	-	-
7	РК БП 10/03-01/2016	ТОиР	Руководство «Порядок организации и проведения оценки эффективности и уровня зрелости системы управления производственными активами ПАО «МРСК Центра»	-	-
8	РК БП 10.1/01-02/2016	ТОиР	Руководство «Приемка объектов электрических сетей после проведения ремонтов»	-	-
9	РГ БП 10.1/08-01/2016	ТОиР	Регламент «Порядок формирования эксплуатационного резерва материалов и оборудования при организации технического обслуживания и ремонтов (ТОиР)»	-	-
10	МИ БП 10.1/01-01/2016	ТОиР	Методическая инструкция «Покраска опор воздушных линий электропередачи ПАО «МРСК Центра»	-	-
11	МИ БП 10/04-01/2016	ТОиР	Методическая инструкция «Определение объема ремонтно-эксплуатационного обслуживания объектов электросетевого комплекса в объемообразующих единицах»	-	-
12	МИ БП 21/02-02/2016	Энергоменеджмент	Методическая инструкция «Расчет стоимости энергетического обследования»	-	-
13	МИ БП 21/08-01/2016	Энергоменеджмент	Методическая инструкция «Формирование программы энергосбережения и повышения	-	-

энергоэффективности и отчетов о выполнении
программы энергосбережения и повышения
энергоэффективности в филиалах ПАО «МРСК
Центра»

Дополнительная информация о тарифах

Оценка доля МРСК Центра в НВВ регионов обслуживания, 2016 год²

Регион/филиал	НВВ без учета оплаты потерь, тыс. руб.	НВВ региона, тыс. руб.	Доля, %	Прочие, %
Белгородэнерго	11 389 946	11 546 324	99%	1%
Брянскэнерго	4 103 231	5 584 928	73%	27%
Воронежэнерго	8 014 842	9 587 980	84%	16%
Костромаэнерго	3 818 871	3 943 345	97%	3%
Курскэнерго	4 659 035	5 555 100	84%	16%
Липецкэнерго	6 138 871	7 585 860	81%	19%
Орелэнерго	2 878 879	3 472 740	83%	17%
Смоленскэнерго	5 410 983	5 806 240	93%	7%
Тамбовэнерго	3 752 033	4 559 175	82%	18%
Тверьэнерго	5 769 438	7 373 775	78%	22%
Ярэнерго	5 627 468	6 455 003	87%	13%
Итого	61 563 596	71 470 471	86%	14%

Средневзвешенные «котловые» тарифы на услуги по передаче электроэнергии в разрезе филиалов

Филиал	Средние тарифы на услуги по передаче электроэнергии, коп./кВтч				
	2012	2013	2014	2015 ³	2016
Белгородэнерго	113,94	124,36	111,54	115,68	118,39

² Доли указаны без учета ДЗО Общества.

³ Утверждено после пересмотра тарифов.

прирост	-1,0%	9,1%	-10,3%	3,7%	2,3 %
Брянскэнерго ⁴	157,73	172,77	181,39	126,09	136,02
прирост	5,1%	9,5%	5,0%		7,9 %
Воронежэнерго	114,84	132,67	142,45	146,71	161,31
прирост	3,9%	15,5%	7,4%	3,0%	10,0 %
Костромаэнерго	151,96	162,57	174,87	182,54	199,22
прирост	3,4%	7,0%	7,6%	4,4%	9,1 %
Курскэнерго	114,99	125,61	127,23	129,75	130,93
прирост	5,7%	9,2%	1,3%	2,0%	0,9 %
Липецкэнерго	119,62	130,18	136,75	140,29	135,36
прирост	-5,7%	8,8%	5,0%	2,6%	-3,5%
Орелэнерго	160,44	176,48	181,34	191,26	208,15
прирост	-0,7%	10,0%	2,8%	5,5%	8,8 %
Смоленскэнерго	146,49	163,58	181,35	193,10	210,03
прирост	5,4%	11,7%	10,9%	6,5%	8,8%
Тамбовэнерго	131,44	149,75	164,62	177,94	200,91
прирост	5,5%	13,9%	9,9%	8,1%	12,9 %
Тверьэнерго	186,80	202,77	205,66	215,95	224,97
прирост	5,4%	8,5%	1,4%	5,0%	4,2%
Ярэнерго	103,62	113,84	129,49	136,12	144,95
прирост	0,3%	9,9%	13,8%	5,1%	6,5 %
Итого	128,37	141,52	146,57	148,36	156,18
Прирост, %	1,4%	10,2%	3,6%	1,2%	5,3 %

Динамика НВВ МРСК Центра в 2012-2016 гг., млн руб.

⁴ С 1 сентября 2014 года в Брянске действует «смешанная котловая схема» взаиморасчётов сетевых компаний. В связи с чем, сравнение 2015 к 2014 по приросту среднего одноставочного тарифа на услуги по передаче электрической энергии по Брянску не корректно.

Филиал	НВВ									
	2012		2013		2014		2015 (утверждено после пересмотра тарифов)		2016	
	Всего	Собствен-ная	Всего	Собствен-ная	Всего	Собствен-ная	Всего	Собствен-ная	Всего	Собствен-ная
Белгородэнерго	12 320	8 330	13 599	8 782	12 201	6 994	13 055	7 813	13 526	7 991
прирост%	6,0%	5,3%	10,4%	5,4%	-10,3%	-20,4%	7,0%	11,7%	3,6%	2,3%
Брянскэнерго*	5 417	1 986	6 055	2 396	6 261	2 362	4 501	2 249	4 779	2 548
прирост%	4,8%	3,3%	11,8%	20,6%	3,4%	-1,4%		-4,8%	6,2%	13,3%
Воронежэнерго	8 240	3 143	9 599	3 826	10 647	4 477	11 019	4 374	12 418	5 352
прирост%	6,1%	6,1%	16,5%	21,7%	10,9%	17,0%	3,5%	-2,3%	12,7%	22,4%
Костромаэнерго	3 779	2 111	3 876	2 173	4 140	2 373	4 241	2 466	4 716	2 904
прирост%	4,9%	5,2%	2,6%	2,9%	6,8%	9,2%	2,4%	3,9%	11,2%	17,8%
Курскэнерго	5 766	2 666	6 359	2 868	6 542	2 823	6 775	2 877	7 076	2 879
прирост%	9,2%	24,5%	10,3%	7,6%	2,9%	-1,6%	3,6%	1,9%	4,4 %	0,1 %
Липецкэнерго	8 816	3 982	8 950	4 201	9 061	4 064	9 139	3 972	9 281	3 976
прирост%	-4,6%	-13,8%	1,5%	5,5%	1,2%	-3,3%	0,9%	-2,3%	1,6 %	0,1 %
Орелэнерго	3 122	1 688	3 613	2 032	3 828	2 132	3 893	2 089	4 250	2 219
прирост%	-1,5%	-6,4%	15,7%	20,4%	6,0%	4,9%	1,7%	-2,0%	9,2 %	6,2 %
Смоленскэнерго	5 117	3 090	5 780	3 557	6 129	3 699	6 328	3 867	6 947	4 324
прирост%	1,7%	-6,7%	12,9%	15,1%	6,0%	4,0%	3,2%	4,5%	9,8 %	11,8 %
Тамбовэнерго	3 590	1 423	4 185	1 803	4 463	2 083	4 816	2 356	5 426	2 819
прирост%	11,7%	11,5%	16,6%	26,8%	6,6%	15,5%	7,9%	13,1%	12,7 %	19,7 %
Тверьэнерго	8 204	3 645	8 717	3 778	9 021	3 806	9 166	3 828	9 824	4 205
прирост%	9,4%	4,2%	6,2%	3,6%	3,5%	0,7%	1,6%	0,6%	7,2 %	9,8 %
Ярэнерго	6 917	3 031	7 627	3 540	8 190	3 844	7 769	3 566	8 401	4 239
прирост%	8,8%	4,6%	10,3%	16,8%	7,4%	8,6%	-5,1%	-7,3%	8,1 %	18,9 %
Итого*	71 287	35 096	78 360	38 955	80 482	38 656	80 703	39 456	86 643	43 455
	4,9%	2,2%	9,9%	11,0%	2,7%	-0,8%	0,3%	2,1%	7,4 %	10,1 %

* С 1 сентября 2014 года в Брянске действует «смешанная котловая схема» взаиморасчётов сетевых компаний. В связи с чем, сравнение 2015 к 2014 по приросту НВВ котловой по Брянску не корректно.

Величина стандартизированной тарифной ставки в 2016 году в разрезе филиалов*

Вид ставки	Белгородэнерго	Брянскэнерго	Воронежэнерго	Костромаэнерго	Курскэнерго	Липецкэнерго	Орелэнерго	Смоленскэнерго	Тамбовэнерго	Тверьэнерго	Ярэнерго
Ставка на покрытие расходов на ТП по мероприятиям, в пункте 16 (кроме подпунктов «б» и «в») - С1	111,57	571,40	431,47	206,28	693,67	421,26	103,91	635,00	424,39	326,85	305,38
в том числе											
- подготовка сетевой организацией технических условий Заявителю (далее - ТУ), руб./кВт – С1.1	48,22	240,34	183,61	91,29	314,59	102,99	31,12	303,00	276,43	143,33	179,97
- проверка сетевой организацией выполнения Заявителем ТУ, руб./кВт – С1.2	29,12	145,15	120,59	41,51	220,37	90,64	12,08	182,00	77,54	63,74	73,41
- участие в осмотре (обследовании) должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора присоединяемых Устройств, руб./кВт – С1.3	x	0,52	19,93	28,62	22,85	60,21	1,49	x	0,48	x	15,62
- осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов Заявителя к электрическим сетям и включение коммутационного аппарата в положение «включено», руб./кВт – С1.4	34,23	185,39	107,34	44,86	135,86	167,42	59,22	150,00	69,93	119,78	36,37
Ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий	1 266 932,52	1 283 764,48	911 665,19	1 572 039,12	1 032 291,95	1 350 162,78	781 035,72	1 193 045,00	1 240 051,33	2 774 864,21	1 168 947,55

электропередачи -
С2, руб./км**

Ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи - С3, руб./км**	3 432 531,61	1 532 258,44	4 350 232,12	2 986 060,17	2 660 217,48	1 747 977,21	2 285 574,90	2 578 758,00	2 980 036,62	2 896 449,53	2 334 779,96
Ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство подстанций - С4, руб./кВт**	11 012,49	4 939,76	5 995,60	6 531,28	3 900,68	2 052,03	3 208,56	22 356,00	2 705,28	15 042,70	8 073,72

* Усредненные стандартизированные тарифные ставки в разрезе филиалов указываются в ценах отчетного периода.

** Стандартизированные ставки платы С2, С3 и С4 за технологическое присоединение к электрическим сетям указываются усредненными по филиалу.

Дополнительная информация в области инвестиционной деятельности

Направления финансирования капитальных вложений (факт), млн руб.

Финансирование капитальных вложений	2014	2015	2016
Итого	14 245	15 184	14 644
Важнейшие проекты	295	125	307
<i>ТПиР</i>	126	56	66
<i>Новое строительство</i>	169	68	241
Программы особой важности	0	0	0
<i>ТПиР</i>	0	0	0
<i>Новое строительство</i>	0	0	0
Программы	2 391	2 092	2 403
<i>ТПиР</i>	2 384	1 805	1 956
<i>Новое строительство</i>	6	287	447
Технологическое присоединение (далее - ТП), в т.ч.	6 693	9 436	7 278
<i>Объекты ТП мощностью свыше 750 кВт (ВН, СН1)</i>	610	1 650	1 257
<i>Объекты ТП мощностью от 100 до 750 кВт (СН2)</i>	1 567	1 070	891
<i>Объекты ТП мощностью от 15 до 100 кВт</i>	1 976	1 741	1 837
<i>Объекты ТП мощностью до 15 кВт</i>	2 541	4 976	3 292
<i>Генерация</i>	0	0	0
Распределительные сети	2 687	2 162	2 285
<i>ТПиР</i>	2 575	1 412	1 381
<i>Новое строительство</i>	113	749	904
Автоматизация технологического управления (кроме АСКУЭ)	561	336	467
Средства учета, контроля э/э	306	72	144
Программы по обеспечению безопасности	112	47	63
Приобретение электросетевых активов, земельных участков и пр. объектов	8	110	6
Прочие программы и мероприятия	1 191	804	1 693
Справочно:			
<i>ТПиР</i>	7 914	6 840	5 478
<i>Новое строительство</i>	6 282	8 209	9 124
<i>Прочее</i>	49	135	42

Снижение фактических удельных показателей стоимости строительства по распределительным сетям

Наименование	План 2016							Факт 2016				
	Факт 2012 года, тыс. руб./ (км/МВА)	Физически параметры, км/МВА	Ввод основных фондов, тыс. руб. без НДС	Удельный показатель, тыс. руб./ (км/МВА), гр.4/гр.3	Удельный показатель в ценах 2012 года, тыс. руб./ (км/МВА) (гр.5/1,06/1,049/1,143/1,06)	Снижение по отношению к 2012 году, % (1-гр.6/гр.2)	Физические параметры, км/МВА	Ввод основных фондов, тыс. руб. без НДС	Удельный показатель, тыс. руб./ (км/МВА) гр.9/гр.8	Удельный показатель в ценах 2012 года, тыс. руб./ (км/МВА) (гр.10/1,06/1,049/1,143/1,06)	Снижение по отношению к 2012 году, % (1-гр.11/гр.2)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ВЛ	1 261	279	444 316	1 592	1 182	6%	387	532 505	1 375	1 021	19%	
ВЛ 110 кВ (ВН)	12 914	0	2 000	6 667	4 949	62%	6	57 825	10 493	7 788	40%	
ВЛ 35 кВ (СН1)	2 163	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ВЛ 1-20 кВ (СН2)	1 418	159	283 182	1 779	1 321	7%	216	293 454	1 361	1 010	29%	
ВЛ 0,4 кВ (НН)	1 098	120	159 135	1 331	988	10%	166	181 226	1 092	811	26%	
КЛ	2 505	177	523 535	2 963	2 199	12%	322	523 554	1 627	1 208	52%	
КЛ 110 кВ (ВН)	110 424	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
КЛ 20-35 кВ (СН1)	2 527	0,27	798	2 933	2 177	13.85%	0,33	1 037	3 171	2 354	7%	
КЛ 3-10 кВ (СН2)	2 308	154	478 518	3 115	2 312	0%	295	480 451	1 629	1 209	48%	
КЛ до 1 кВ (НН)	1 732	23	44 219	1 935	1 437	17%	27	42 066	1 584	1 176	32%	
ПС	4 661	125	630 898	5 053	3 751	20%	151	881 673	5 837	4 333	7%	
ПС, уровень входящего напряжения 110-220 кВ ВН	5 914	10	155 063	15 506	11 510	-95%	42	409 750	9 756	7 242	-22%	
ПС, уровень входящего напряжения 35 кВ СН1	4 453	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ПС, уровень входящего напряжения 1-20 кВ СН2	4 174	115	475 835	4 143	3 075	26%	109	471 923	4 327	3 212	23%	

Отклонение в части КЛ-35 кВ вызвано уточнением протяженности кабельных линий на небольшом участке до 0,3 км и уточнением фактической стоимости мероприятий с учетом фактических объемов накладных расходов и процентов по кредиту, отнесенных в конце отчетного периода на стоимость созданного объекта.

Отклонение в части ПС-110 кВ вызвано:

Вводом ПС-110 кВ «Фабричная» в рамках выполнения работ по концессионному соглашению с Администрацией Тамбовской областью по строительству сельскохозяйственного комплекса «Тамбовская индейка». В процессе утверждения инвестиционной программы Компании в Минэнерго России указанные мероприятия, фактически завершённые и введенные в эксплуатацию в отчетном периоде, не были включены в программу, поскольку не были учтены в программе СИПР Тамбовской области. При этом ввод ПС-110 кВ составил 256 млн руб. и 32 МВА, что составляет 8 млн руб./МВА, при плановом показателе 5,9 млн руб./МВА. Номинальная мощность

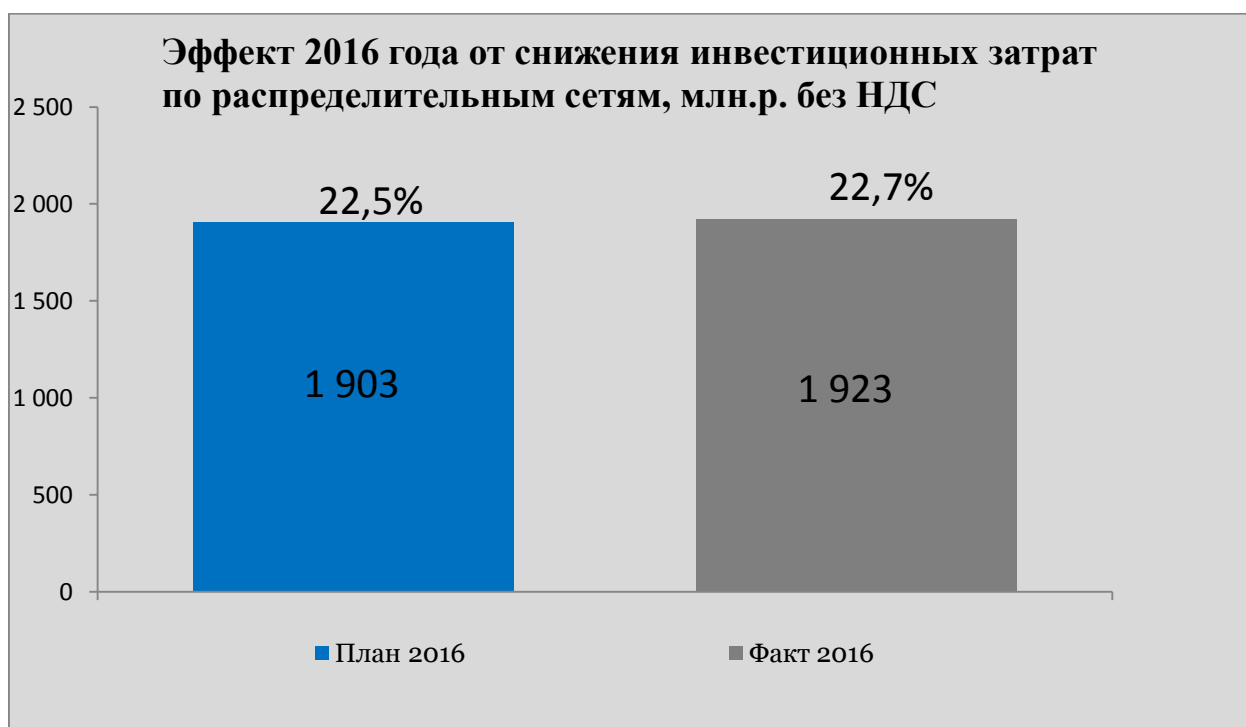
трансформаторов 2x16 МВА является нетипичной для нагрузок ПС 110 кВ, что вызвало отклонение от удельного показателя 2012 года. Расчет сметной стоимости указанного объекта в объеме 255 млн руб. также соответствует требованиям Методики снижения затрат на 30%.

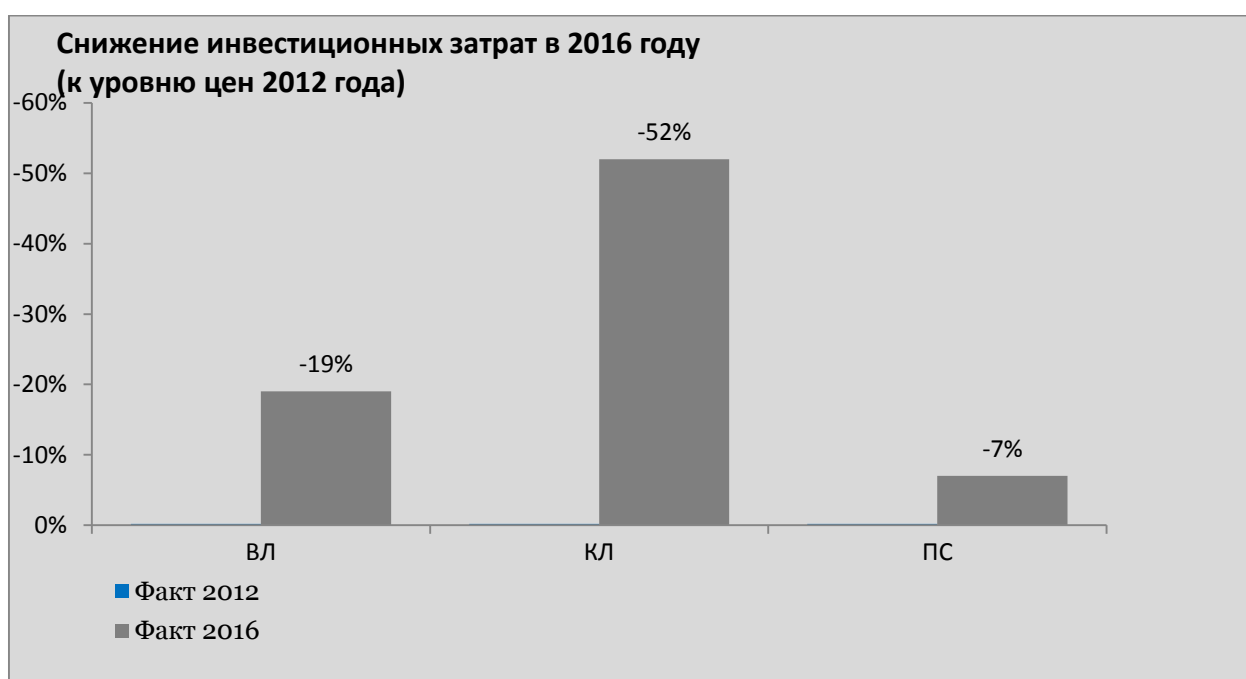
Вводом законченного объекта по проекту «Расширение ПС 110/35/10 кВ Глебово с установкой Т-2 10 МВА» с установкой трансформатора 10 МВА. Объем указанных мероприятий составлял 155 млн руб. В сопоставлении с вводом трансформаторной мощности уд. показатель составил 15,5 млн руб./МВА или 11,5 млн руб./МВА с пересчетом в 2012 г. Установка 10 МВА отличается от типового объекта строительства, предусматривающего установку 2 трансформаторов. Также строительство типовой ПС-110 кВ предусматривает нагрузки, требующие в большинстве случаев номинальные мощности трансформаторов в диапазоне 25-40 МВА. Указанные обстоятельства повлекли превышение значения планового и фактического уд. показателя относительно 2012 года, рассчитанного для типовой ПС-110 кВ. Расчет сметной стоимости указанного объекта в объеме 155 млн руб. соответствует требованиям Методики снижения затрат на 30%.

Снижение инвестиционных затрат

При осуществлении инвестиционной деятельности Компания руководствуется методикой планирования снижения инвестиционных затрат на 30 % относительно уровня 2012 года при формировании инвестиционных программ ДЗО ПАО «Россети», утвержденной распоряжением ПАО «Россети» от 10.03.2016 № 99р.

Эффект от применения данной методики за отчетный год составил 22,7 % (или 1 923 млн руб.) при плане 22,5 % (или 1 903 млн руб.).





В целом мероприятия по снижению удельных показателей стоимости строительства выполняются. По итогам 2016 года эффект от применения методики планирования снижения инвестиционных затрат на 30% относительно уровня 2012 года при плане 22,5 % (или 1 903 млн руб.) составил 22,7 % (или 1 923 млн руб.). Снижение инвестиционных затрат как в целом по Компании, так и в разрезе удельных показателей строительства, обеспечено проведением мероприятий по контролю затрат на всех этапах реализации инвестиционных проектов, а также выполнением работ в рамках мероприятий по технологическому присоединению заявителей хозяйственным способом.

Приложение № 3.8
к годовому отчету ПАО «МРСК Центра»
за 2016 год

Дополнительная информация в области управления персоналом

Общее количество и процент вновь нанятых сотрудников, а также текучесть кадров в разбивке по возрастной группе, полу и региону (G4-LA1)

2016 год

Общее количество вновь нанятых сотрудников в течение отчетного периода 01.01.2016-31.12.2016	Общее количество штатных сотрудников на 31.12.2016	Распределение вновь принятых сотрудников по возрасту, %		Распределение вновь принятых сотрудников по полу, %		Распределение вновь принятых сотрудников по регионам, %	
2387	30400	до 25 лет	36.9%	Мужчины	86.2%	Москва	1.84%
Доля вновь принятых сотрудников, %	8%	25-50 лет	55.9%	Женщины	13.8%	Белгород	11.86%
		от 50 лет до пенсионного возраста	5.9%			Брянск	6.62%
		работающие пенсионеры	1.3%			Воронеж	12.74%
						Кострома	8.25%
						Курск	6.16%
						Липецк	7.33%
						Орел	5.07%
						Смоленск	11.27%
						Тамбов	6.74%
						Тверь	10.10%
						Ярославль	12.02%

*От общего количества штатных сотрудников

2015 год

Общее количество вновь нанятых сотрудников в течение отчетного периода 01.01.2015-31.12.2015	Общее количество штатных сотрудников на 31.12.2015	Распределение вновь принятых сотрудников по возрасту, чел.		Распределение вновь принятых сотрудников по полу, чел.		Распределение вновь принятых сотрудников по регионам, чел.	
2741	30305	до 25 лет	37.3%	мужской	82,3%	Москва	1.2%
Доля вновь принятых сотрудников, % От общего количества штатных сотрудников	9%	25-50 лет	53.9%	женский	17.7%	Белгород	12.3%

от 50 лет до пенсионного возраста	6.8%	Брянск	3.8%
работающие пенсионеры	2.0%	Воронеж	11.1%
		Кострома	4.8%
		Курск	7.4%
		Липецк	5.2%
		Орел	6.5%
		Смоленск	9.0%
		Тамбов	5.0%
		Тверь	12.6%
		Ярославль	21.0%

Текучесть кадров в разбивке по возрасту группе, полу и региону

2016 год

Коэффициент текучесть кадров* за период 01.01.2016-31.12.2016	Среднесписочная численность сотрудников за период 01.01.2016-31.12.2016	Распределение текучесть кадров по возрасту, %		Распределение текучесть кадров по полу, %		Распределение текучесть кадров по регионам, %	
2.21%	29531	до 25 лет	14%	Мужчины	78%	Москва	2%
Количество уволенных* за период 01.01.2016-31.12.2016гг.	654	25-50 лет	75%	Женщины	22%	Белгород	8%
		от 50 лет до пенсионного возраста	9%			Брянск	10%
		работающие пенсионеры	2%			Воронеж	7%
						Кострома	4%
						Курск	7%
						Липецк	11%
				Орел	9%		
				Смоленск	4%		
				Тамбов	6%		
				Тверь	18%		
				Ярославль	14%		

* Коэффициент текучесть кадров* за период 01.01.2016-31.12.2016гг. - Активная текучесть.

* Количество уволенных сотрудников - уволенные по собственному желанию без уважительных причин, без учета ВС.

2015 год

Коэффициент текучести кадров* за период 01.01.2015-31.12.2015	Среднесписочная численность сотрудников за период 01.01.2015-31.12.2015	Распределение текучести кадров по возрасту, %		Распределение текучести кадров по полу, %		Распределение текучести кадров по регионам, %	
2.35%	29 428	до 25 лет	7.2%	мужчин	2.3%	Москва	5.3%
Количество уволенных* за период 01.01.2015-31.12.2015гг.	692	25-50 лет	2.7%	женщин	2.4%	Белгород	2.6%
		от 50 лет до пенсионного возраста	1.0%			Брянск	3.2%
		работающие пенсионеры	0.2%			Воронеж	1.5%
						Кострома	0.9%
						Курск	1.5%
						Липецк	2.2%
						Орел	1.7%
						Смоленск	0.5%
						Тамбов	2.4%
						Тверь	5.2%
				Ярославль	3.3%		

* Коэффициент текучести кадров* за период 01.01.2015-31.12.2015гг. - Активная текучесть.

* Количество уволенных сотрудников - уволенные по собственному желанию без уважительных причин, без учета внешних совместителей

Доля сотрудников, вернувшихся после отпуска по материнству/отцовству на работу, а также доля оставшихся в организации после выхода из отпуска по материнству/отцовству, по признаку пола (G4-LA3)

2016 год

Процент возвращения на работу сотрудников ¹ за период 01.01.2016-31.12.2016	Коэффициент удержания сотрудников, взявших отпуск по материнству/отцовству ² , %	Среднесписочная численность сотрудников за период 01.01.2016-31.12.2016	Доля оставшихся в организации после выхода из отпуска по полу		
81%	80%	29 531	мужской	90,9%	
Количество сотрудников, имеющих право взять отпуск по БР и УР за период 01.01.2016-31.12.2016	Количество сотрудников, взявших отпуск по БР и УР за период 01.01.2016-31.12.2016	Количество вернувшихся и продолжающих работать сотрудников за период 01.01.2016-31.12.2016	женский	80,2%	
			мужчины	женщины	мужчины
3186	1026	39	914	20	174

¹ Число вернувшихся из отпуска по уходу за ребенком к числу тех, кто должен был вернуться.

² Число оставшихся работать в компании через 12 месяцев после выхода из отпуска по уходу за ребенком по отношению к числу вернувшихся из отпуска по уходу за ребенком в предыдущий отчетный период

2015 год

Процент возвращения на работу сотрудников ¹ , % за период 01.01.2015-31.12.2015		Коэффициент удержания сотрудников, взявших отпуск по материнству/отцовству ² , %		Среднесписочная численность сотрудников за период 01.01.-31.12.2015	
78%		40%		29 428	
Количество сотрудников имеющих право взять отпуск по БР и УР за период 01.01.2015-31.12.2015		Количество сотрудников взявших отпуск по БР и УР за период 01.01.2015-31.12.2015		Количество вернувшихся и продолжающих работать сотрудников за период 01.01.2015-31.12.2015	
мужчины	женщины	мужчины	женщины	мужчины	женщины
3 110	1 055	37	984	22	219

¹ Число вернувшихся из отпуска по уходу за ребенком к числу тех, кто должен был вернуться.

² Число оставшихся работать в компании через 12 месяцев после выхода из отпуска по уходу за ребенком по отношению к числу вернувшихся из отпуска по уходу за ребенком в предыдущий отчетный период

Приложение № 3.9
к годовому отчету ПАО «МРСК Центра»
за 2016 год

**Дополнительная информация о выбросах загрязняющих веществ и количестве
забираемой воды**

Выбросы в атмосферу загрязняющих веществ в 2015-2016 годах

Показатели	Единицы измерения	2015	2016
Валовый выброс в атмосферный воздух вредных веществ, всего	т	162.6193	163.7796
в том числе:			
твердых	т	13.7224	14.1565
из них:			
зола твердого топлива	т	0.0000	0.0000
газообразных и жидких	т	148.8969	148.8371
из них:			
диоксид серы	т	0.5019	0.5072
оксид углерода	т	78.1594	78.0636
окислы азота (в пересчете на NO ₂)	т	6.7602	6.7105
углеводороды (без летучих органических соединений)	т	0.2644	0.2162
летучие органические соединения	т	62.9268	62.8575
бензапирен	т	0.00000103	0.00000101
Уловлено и обезврежено вредных веществ, всего	т	30.7886	30.7756
в том числе:			
твердых	т	30.7886	30.7756

Общее количество забираемой воды с разбивкой по источникам в 2015-2016 годах

Показатели	Единицы измерения	2015	2016
Забор и получение воды, всего	тыс. м ³	213.7052	217.5894
в том числе:			
из поверхностных источников	тыс. м ³	0.0000	0.0000
из подземных источников	тыс. м ³	7.9470	5.8100
из других источников	тыс. м ³	205.7582	211.7794
Использовано воды, всего	тыс. м ³	213.7052	217.5894
в том числе на нужды:			
хозяйственно-питьевые	тыс. м ³	206.2124	210.8018
производственные	тыс. м ³	7.4928	6.7876
Водоотведение в поверхностные водные объекты, всего	тыс. м ³	1.3200	1.3200
в том числе:			
загрязненных (без очистки)	тыс. м ³	0.0000	0.0000
загрязненных (недостаточно очищенных)	тыс. м ³	1.3200	1.3200

нормативно очищенных:	тыс. м ³	0.0000	0.0000
на сооружениях механической очистки	тыс. м ³	0.0000	0.0000

Общее количество образовавшихся отходов с разбивкой по классам в 2015-2016 годах

Показатели	Единицы измерения	2015	2016
Образовано отходов, всего	т	29 688.5175	22 312.3232
в том числе			
I класса опасности	т	8.7960	15.0145
II класса опасности	т	40.1660	23.5750
III класса опасности	т	128.8025	95.5431
IV класса опасности	т	3 111.8610	3 631.8550
V класса опасности	т	26 398.8920	18 546.3356

Приложение № 3.10
к годовому отчету ПАО «МРСК Центра»
за 2016 год

Информация об участии в коммерческих организациях по состоянию на 31.12.2016

Наименование Общества	Регион деятельности	Основной вид деятельности	Доля участия в уставном капитале, %	Выручка Общества за 2016, тыс. руб.
ОАО «Энергосервисная компания» ⁵	г. Липецк	Оказание услуг в сфере энергоэффективности и энергосбережения	100	0
АО «Санаторий «Энергетик»	Тамбовская область	Медицинская деятельность, в том числе организация и осуществление санаторно-курортного лечения отдыха граждан и связанного с ним иного обслуживания, в том числе организация и осуществление санаторно-курортного лечения и отдыха детей	100	43 361
ПАО «Владимирэнергосбыт»	г. Владимир	Покупка электрической энергии на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности), реализация (продажа) электрической энергии на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности) потребителям (в том числе гражданам)	0,0137	11 697 184
ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	г. Нижний Новгород	Осуществляет деятельность по передаче электрической энергии и по технологическому присоединению к электрическим сетям	0,0041	78 480 488
ПАО «ФСК ЕЭС»	г. Москва,	Оказание услуг по передаче электроэнергии по единой национальной электрической сети	0,0015	218 366 451
ПАО «Юнипро»	г. Сургут	Осуществляет производство и продажу электрической и тепловой энергии, а также обеспечивает передачу тепла	0,1149	Информация не опубликована
ПАО «ККС Групп»	г. Тула	Сдача в аренду (субаренду) недвижимого имущества, транспортных средств и оборудования, инвестиционная деятельность, капиталовложения в ценные бумаги, производство, передача и распределение пара и горячей воды (тепловой энергии), транспорт электроэнергии	0,0040	Информация не опубликована
ОАО «Тулаэнергосбыт»	г. Тула	Реализация (продажа) электрической энергии на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности) потребителям (в том числе гражданам)	0,0400	Информация не опубликована

⁵ В отношении Общества введена процедура конкурсного производства.