



О результатах работы
ПАО «МРСК Северного Кавказа»

ЯНВАРЬ 2019

- вся информация должна быть актуализирована на 30 (31) число отчетного месяца;
- все данные должны соответствовать информации, формируемой в соответствии с Единым перечнем сетевой отчетности, утвержденным распоряжением ПАО «Россети» от 11.05.2016 №192р, проверка осуществляется по данным сетевой отчетности, предоставляемой в ПАО «Россети»;
- в случае наличия каких-либо расхождений с макетом паспорта, необходимо добавить соответствующие комментарии в виде сносок;
- сравнение данных: год с годом, квартал с кварталом, месяц с месяцем, накопленным итогом за текущий период с накопленным итогом за аналогичный период прошлого года;
- наименования Общества, его филиалов и ДЗО во всем документе пишутся единообразно (Н: ПАО «МПСК ЦЕНТРА», филиал ТВЕРЬЭНЕРГО, филиал КУРСКЭНЕРГО, АО «ЯРОСЛАВСКАЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ», ...);
- разделы паспорта с квартальными и ежегодными данными дублируются из квартального паспорта ДЗО;
- раздел II паспорта формируется по регионам присутствия ДЗО.

I Информация о ПАО «МРСК Северного Кавказа»

1.1. Ежемесячные данные по ПАО «МРСК Северного Кавказа»

1.2. Данные из ежеквартального паспорта ПАО «МРСК Северного Кавказа»

II Информация о регионах присутствия филиалов и управляемых Обществ ПАО «МРСК Северного Кавказа»

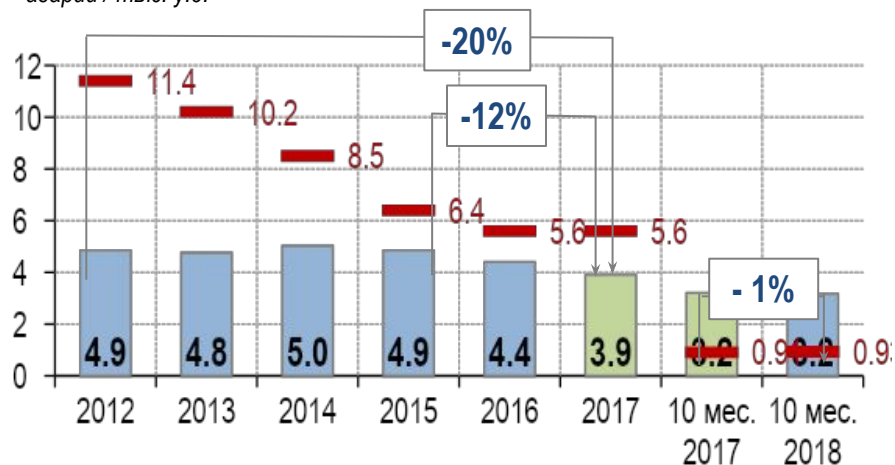
2.1. Ежемесячные данные по регионам присутствия филиалов и управляемых Обществ
ПАО «МРСК Северного Кавказа»

2.2. Данные из ежеквартального паспорта регионов присутствия филиалов и
управляемых Обществ ПАО «МРСК Северного Кавказа»

1.1. Ежемесячные данные по ПАО «МРСК Северного Кавказа»

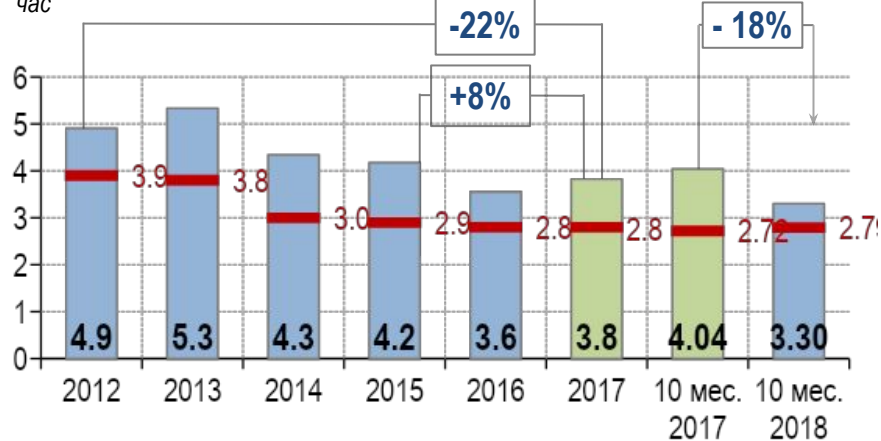
УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ

аварий / тыс. у.е.

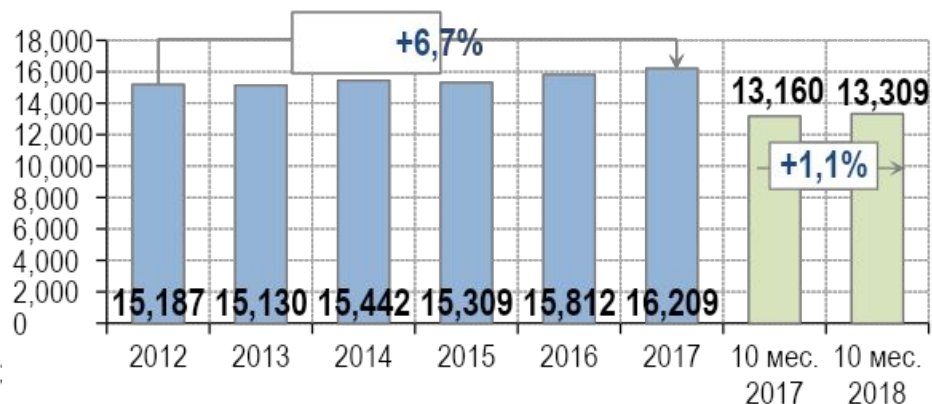


СРЕДНЯЯ ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

час



ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ



Рост потерь электроэнергии связан с консолидацией электросетевых активов:
2013 г. Грозный, г. Аргун, г. Гудермес,
2014 г. Махачкала,
2015 г. Владикавказ, г. Алагир.

УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ В 2013-2017 ГОДАХ

Сетевая компания, аварий / тыс. у.е.	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	4,85	4,76 (↓ 1,9%)	5,02 (↑ 5,6%)	4,85 (↓ 3,3%)	4,40 (↓ 9,3%)	3,88 (↓ 11,7%)



УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ В 2017-2018 ГОДАХ

Сетевая компания, аварий / тыс. у.е.	Январь - Октябрь 2017	Январь - Октябрь 2018
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	3,20	3,16 (↓ 1,09%)



СРЕДНЯЯ ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В 2012-2017 ГОДАХ

Сетевая компания, час	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	4,90	5,33 (↑ 8,8%)	4,34 (↓ 18,6%)	4,17 (↓ 3,8%)	3,55 (↓ 14,9%)	3,82 (↑ 7,5%)



Данные приводятся на последнюю отчетную дату согласно сетевой отчетности

СРЕДНЯЯ ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В 2017-2018 ГОДАХ

Сетевая компания, час	Январь - Октябрь 2017	Январь - Октябрь 2018
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	4,04	3,30 (↓ -18,24%)



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИЧИН АВАРИЙ В 2018 ГОДУ ПО ДАННЫМ ЗА ЯНВАРЬ-ОКТЯБРЬ МЕСЯЦЫ



ОПИСАНИЕ ЗНАЧИМЫХ АВАРИЙ ПАО «МРСК СЕВЕРНОГО КАВКАЗА» В 2018 ГОДУ

Значимые аварии в ПАО «МРСК Северного Кавказа» в 2018 году отсутствуют.



ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ В 2015-2018 ГОДАХ

	2015	2016	2017	2018 *
ПАО «МРСК Северного Кавказа»	15 309 (↓ 0,9%)	15 812 (↑ 3,3%)	16 209 (↑ 2,5%)	16 715 (↑ 3,1%)



ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ В 2015-2018 ГОДАХ

	2015	2016	2017	2018 *
ПАО «МРСК Северного Кавказа»	24,92% (↑ 2,3%)	24,45% (↓ 0,5%)	23,39 (↓ 1,1%)	21,82 (↓ 1,6%)

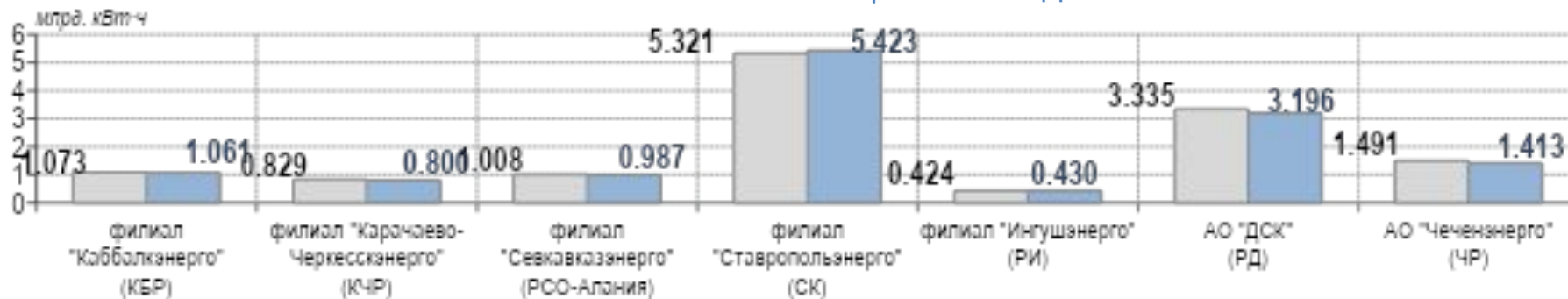


□ 2016 год

■ 2017 год

	факт за 10 месяцев 2017 года	бизнес-план за 10 месяцев 2018 года	факт за 10 месяцев 2018 года	Отклонение от факта 10 месяцев 2017 года	Отклонение от бизнес-плана за 10 месяцев 2018 года
отпуск из сети, млн. кВт·ч	13 160	13 481	13 309	↑ 150 млн. кВт·ч ↑ 1,1%	↓ 172 млн. кВт·ч ↓ 1,3%
потери, млн. кВт·ч	3 999	3 650	3 880	↓ 119 млн. кВт·ч ↓ 3,0%	↑ 230 млн. кВт·ч ↑ 6,3%
потери, %	23,31%	21,31%	22,57%	↓ 0,7 п.п.	↑ 1,3 п.п.

ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ ЗА 10 МЕСЯЦЕВ 2018 ГОДА



ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ЗА 10 МЕСЯЦЕВ 2018 ГОДА

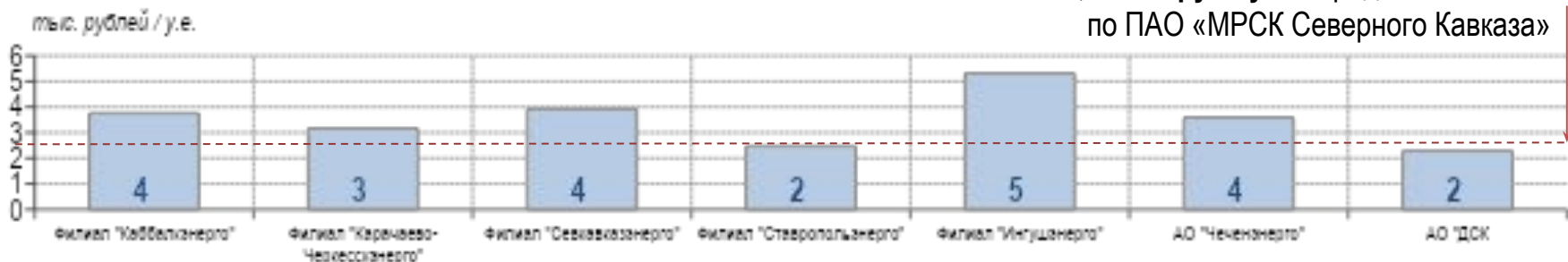


- 1.
2. **Проблемные вопросы отсутствуют**
- 3.
- 4.

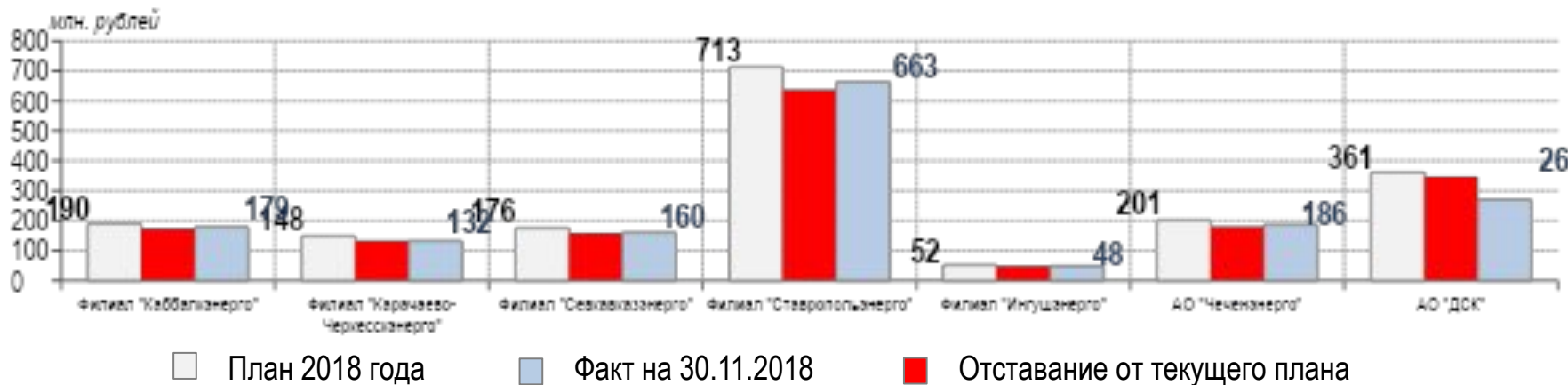
Финансирование ремонтной программы, млн. руб.	2015	2016	2017	2018 (план)	Факт на 30.11.2018	Исполнение плана года, %	Исполнение плана на 30.11.2018, %
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	1 272	1 246 (↓ 2,0%)	1 318 (↑ 5,5%)	1 841 (↑ 28 %)	1 638 *	89 %*	97 %

УДЕЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТНОЙ КАМПАНИИ 2018 ГОДА

2,8 тыс. руб./ у.е. - среднее значение по ПАО «MPCK Северного Кавказа»

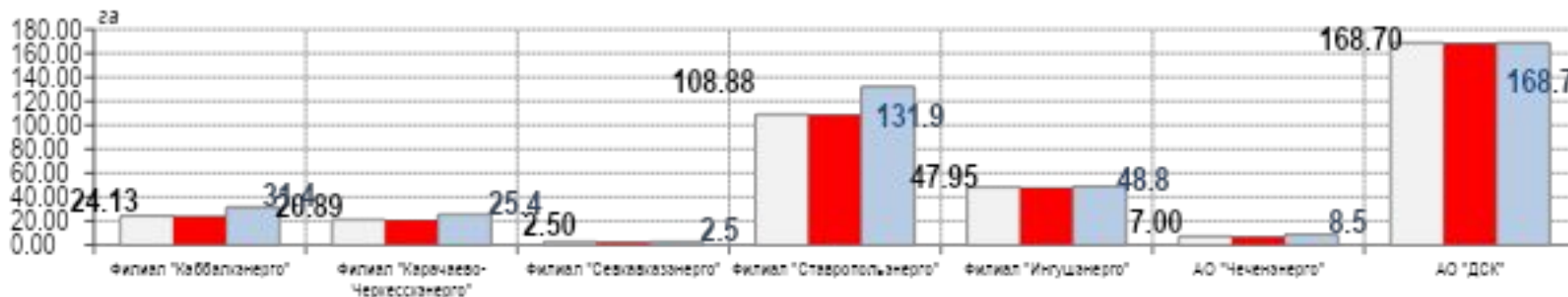


ИСПОЛНЕНИЕ РЕМОНТНОЙ ПРОГРАММЫ В ФИЛИАЛАХ ПАО «MPCK СЕВЕРНОГО КАВКАЗА» НА 30.10.2018*

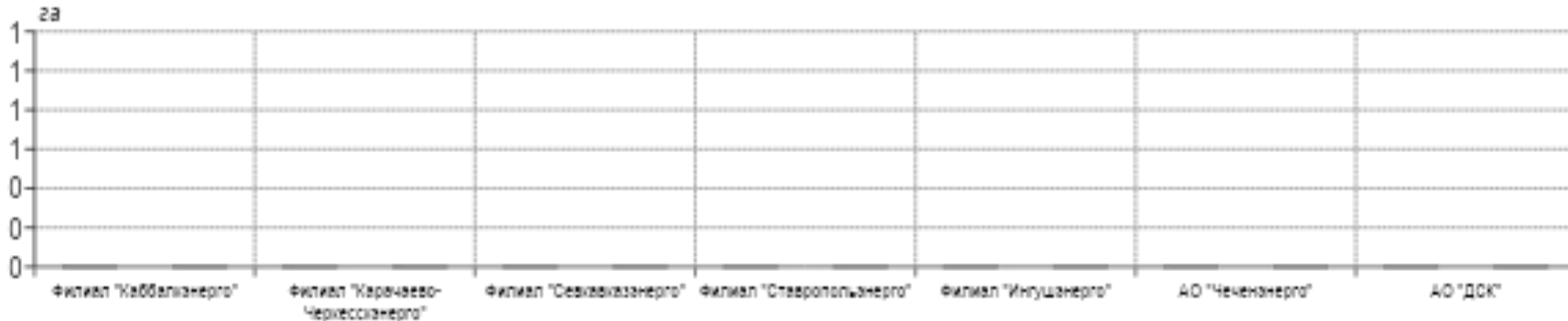


* В соответствии с распоряжением ПАО «Россети» от 12.04.2017 № 193р «Об утверждении Положения о планировании и учете затрат по ТОиР в программном комплексе АСУ ТОиР», информация по выполнению плана ремонтной программы в финансовом выражении формируется по итогам закрытия квартального отчетного периода, факт на 30.11.2018 сформирован по оперативным данным выполнения ТОиР

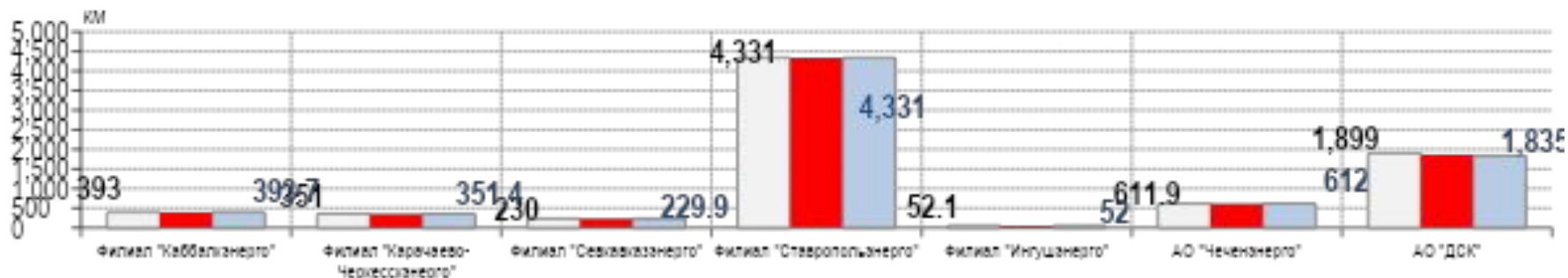
РАСЧИСТКА ТРАССЫ	План 2018 года, га	План на 30.11.2018, га	Факт на 30.11.2018, га	Исполнение плана года, %	Исполнение плана на 30.11.2018, %
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	380,1 (↓ 77% от факта 2017 года)	380,1	417,2	100%	100%



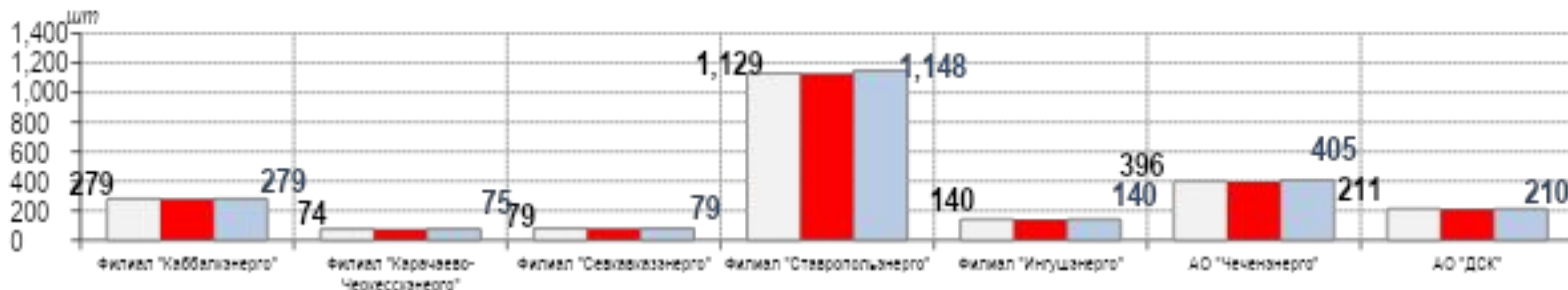
РАСШИРЕНИЕ ПРОСЕК	План 2018 года, га	План на 30.11.2018, га	Факт на 30.11.2018, га	Исполнение плана года, %	Исполнение плана на 30.11.2018, %
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	0 (0% от факта 2017 года)	0,0	0,0	100%	100%



КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ЛЭП	План 2018 года, км	План на 30.11.2018, км	Факт на 30.11.2018, км	Исполнение плана года, %	Исполнение плана на 30.11.2018, %
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	7 869 (↓153 % от факта 2017 года)	7 835,32	7 805,1	99,2 %	99,6 %



РЕМОНТ ТП (ЗТП, КТП, РП)	План 2018 года, га	План на 30.11.2018, га	Факт на 30.11.2018, га	Исполнение плана года, %	Исполнение плана на 30.11.2018, %
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	2 308 (↑ 2,4% от факта 2017 года)	2 308	2 336	101%	101%



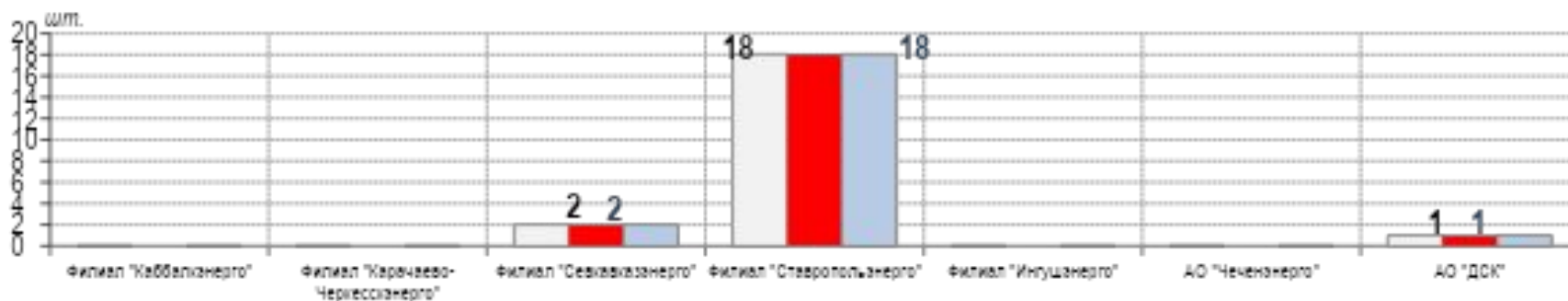
□ План 2018 года

■ Факт на 30.11.2018

■ Отставание от текущего плана

РЕМОНТ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 35 КВ и ВЫШЕ *

	План 2018 года, шт.	План на 30.11.2018, шт.	Факт на 30.11.2018, шт.	Исполнение плана года, %	Исполнение плана на 30.11.2018, %
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	21 (<i>↑79% от факта 2017 года</i>)	21	21	100 %	100 %



РЕМОНТ КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

	План 2018 года, шт.	План на 30.11.2018, шт.	Факт на 30.11.2018, шт.	Исполнение плана года, %	Исполнение плана на 30.11.2018, %
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	2 469 (<i>↓41% от факта 2017 года</i>)	2 469	2 556	103 %	103%



□ План 2018 года

■ Факт на 30.11.2018

■ Отставание от текущего плана

* Капитальный ремонт

По итогам ноября 2018 года ремонтная программа по основным номенклатурным позициям по Группе компаний МРСК Северного Кавказа (ПАО «МРСК Северного Кавказа», АО «Дагестанская сетевая компания», АО «Чеченэнерго») выполнена на 99 - 100 % и более.

Среднее выполнение ремонта основного оборудования ПАО «МРСК Северного Кавказа», влияющего на прохождение ОЗП в физическом выражении составляет 100 % .

Отставание от плановых показателей обусловлено задержкой в поставке ТМЦ в период проведение работ, а также неисполнением подрядчиками договорных обязательств в установленные сроки.

Сроки устранения отставания – 4 квартал 2018 года.



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
MPCK
СЕВЕРНОГО КАВКАЗА

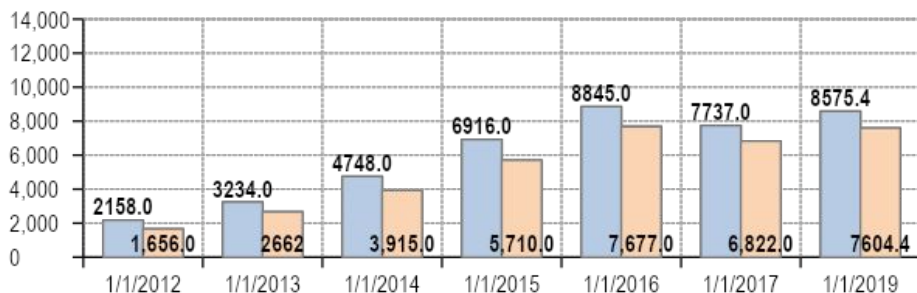
ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



РОССЕТИ

ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

млн. руб.

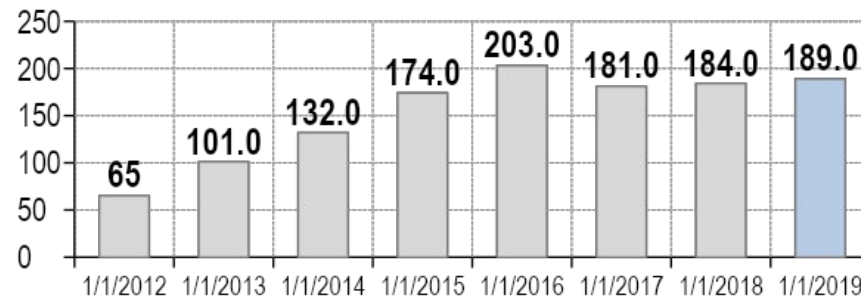


■ Дебиторская задолженность, всего ■ В т.ч. просроченная

Доля просроченной ДЗ на 01.01.2018 – **86%**
Доля просроченной ДЗ на 01.01.2019 – **89%**

ОБОРАЧИВАЕМОСТЬ ЗАДОЛЖЕННОСТИ

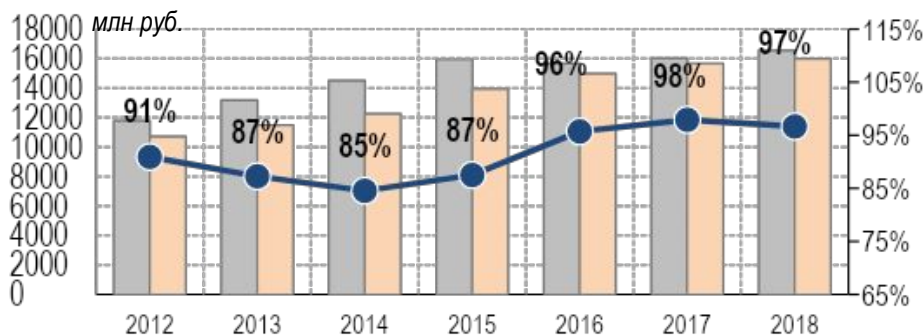
дней



Оборачиваемость ДЗ на 01.01.2018 – **184** дня
Оборачиваемость ДЗ на 01.01.2019 – **189** дней

УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ

■ Начислено ■ Оплачено ● % оплаты за услуги

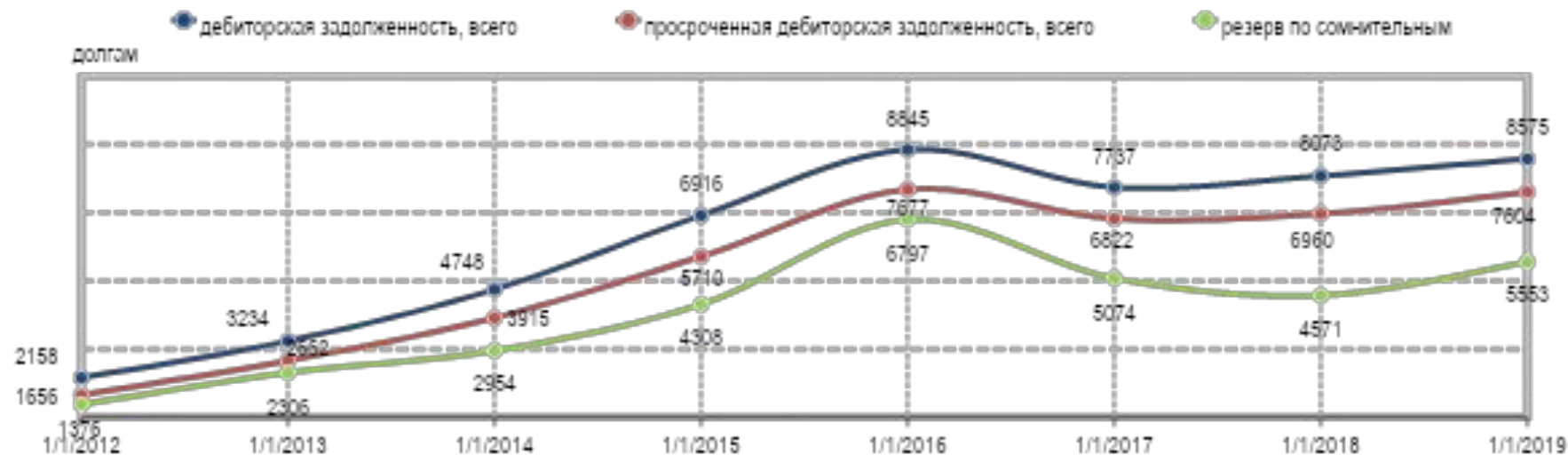


СТРУКТУРА ПРОСРОЧЕННОЙ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ

- Гарантирующие поставщики
- Прямые потребители
- Территориальные сетевые организации
- Энергосбытовые организации



ДИНАМИКА ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ ЗА ПЕРИОД С 2012 ГОДА



ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА 01.01.2019

млн. рублей



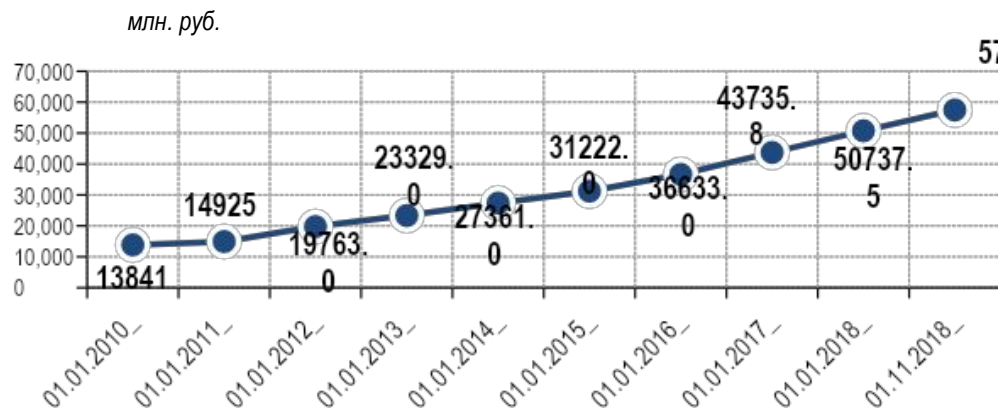
Организация (субъект РФ)	Задолженность на 01.01.2019, млн. рублей	Просроченная задолженность на 01.01.2019, млн. рублей	% оплаты за 2018 год	Динамика задолженности за 2018 год, млн. рублей	Среднемес. начисление 2018 года млн. рублей
ОАО «Нальчикская городская электросетевая компания» (КБР)	897,0	897,0	0%	0	0
МУП «Каббалккомунэнерго» (КБР)	781,447	709,1	92,7%	50,5	57,6
АО «Аланияэлектросеть» (РСО- Алания)	835,8	835,8	0%	-119,7	0
ПАО «Севкавказэнерго» (РСО- Алания)	2392,3	2237,9	68%	762,8	195,3
МУП «Ардонские инженерные сети» (РСО-Алания)	216,4	214,0	13,2%	23,9	2,3
ООО «Осетия- Энергосети» (РСО-Алания)	314,3	308,2	0%	64,0	5,3
МУП «Моздокские электрические сети» (РСО-Алания)	8,8	4,2	223,1%	-53,4	3,6
ПАО «Ставропольэнергообл» (СК)	208,9	74,9	107,7%	-388,0	405,3
АО «Ингушэнерго» (РИ)	937,2	937,2	0%	0	0
ПАО «ДЭСК» (РД)	306,6	306,6	0%	0	0

(для субъектов, где исполняются функции ГП)

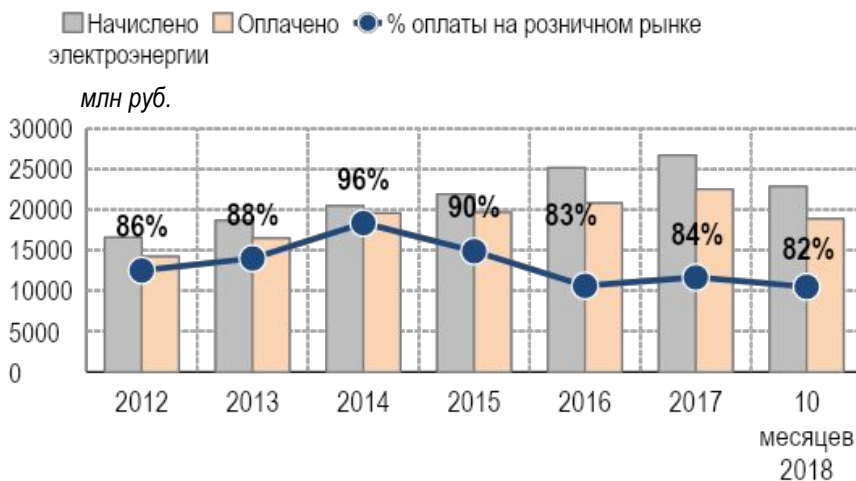
ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ (САЛЬДО)



ЗАДОЛЖЕННОСТЬ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ



УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ



УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ НА ОРЭ



Прирост сальдированной задолженности конечных потребителей за электрическую энергию по всем ГП ДЗО ПАО "Россети" – СКФО по итогам октября 2018 года составил 429 млн. руб.

Прирост сальдированной задолженности по итогам октября 2018 года наблюдается по следующим группам потребителей: предприятия (организации, учреждения) жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) (прирост задолженности 250 млн.руб, уровень оплаты – 28% (или 98,9 млн. руб.).

1. Введение ограничений режима потребления в отношении данной категории потребителей невозможно в силу закона.
2. Требования действующего федерального законодательства, в части обязательного выполнения мероприятий, обеспечивающих готовность таких потребителей к введению полного ограничения режима потребления электрической энергии и предотвращению наступления экономических, экологических или социальных последствий вследствие введения такого ограничения (в том числе, оснащения используемых ими объектов энергопотребления автономными резервными источниками питания) п.7.1 ст. 38 ФЗ «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ), не исполняются.
3. Гарантирующий поставщик получил возможность реализовать предоставленное ему право требовать предоставления обеспечения исполнения потребителем своих обязательств по оплате поставленной им электрической энергии, в том числе, в форме независимой банковской гарантии, только в феврале текущего года (с принятием Постановления Правительства РФ №139 от 04.02.2017 г.). При этом с учетом установленных процессуальных сроков фактически ГП уже вправе заявить о своих требованиях, вместе с тем, только срок в течение которого потребитель обязан такое обеспечение предоставить не может составлять менее 60 дней, а период образования задолженности должен составить не менее 2 расчетных периодов. То есть, фактически период накопления задолженности составит, как минимум 4 календарных месяца. Без учета временных затрат, требующихся для принятия процессуального решения о привлечении руководителя к административной ответственности.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРЕТЕНЗИОННО-ИСКОВОЙ РАБОТЫ В 2017-2018 ГОДАХ

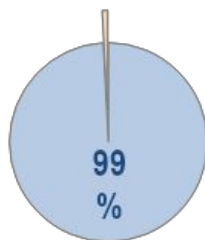
96% просроченной задолженности охвачено мероприятиями, в том числе:

- 72% взыскивается в судебном порядке
- 16% контролируется в рамках процедуры банкротства
- 6% отрабатывается в претензионном порядке
- 3% реструктуризировано

Погашено по выданным с начала года исполнительным листам **289,7** млн рублей

12 месяцев 2017

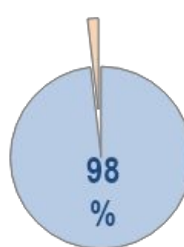
1 841 млн рублей
(179 дел)
1%



16 млн рублей
(5 дел)

12 месяцев 2018

2 037 млн рублей
(328 дел)
2%



39 млн рублей
(119 дел)

99% просроченной задолженности охвачено мероприятиями, в том числе:

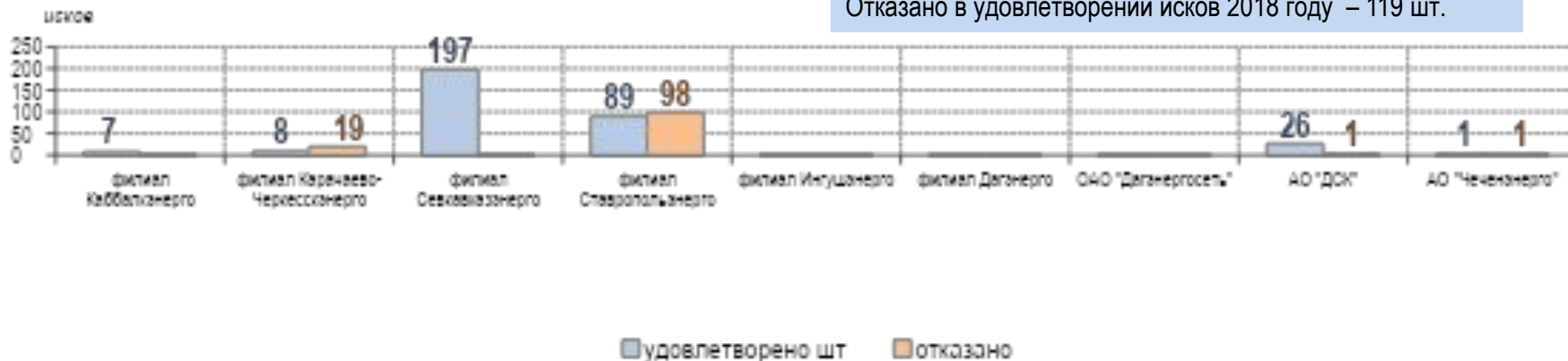
- 57% взыскивается в судебном порядке
- 16% контролируется в рамках процедуры банкротства
- 19% отрабатывается в претензионном порядке
- 7% реструктуризировано

Погашено по выданным с начала года исполнительным листам **168,5** млн рублей

■ Решения в пользу ПСК ■ Решения не в пользу ПСК

СООТНОШЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА УДОВЛЕТВОРЕННЫХ ИСКОВ ОБЩЕСТВА И ОТКАЗОВ В УДОВЛЕТВОРЕНИИ ИСКОВ О ВЗЫСКАНИИ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В 2018 ГОДУ

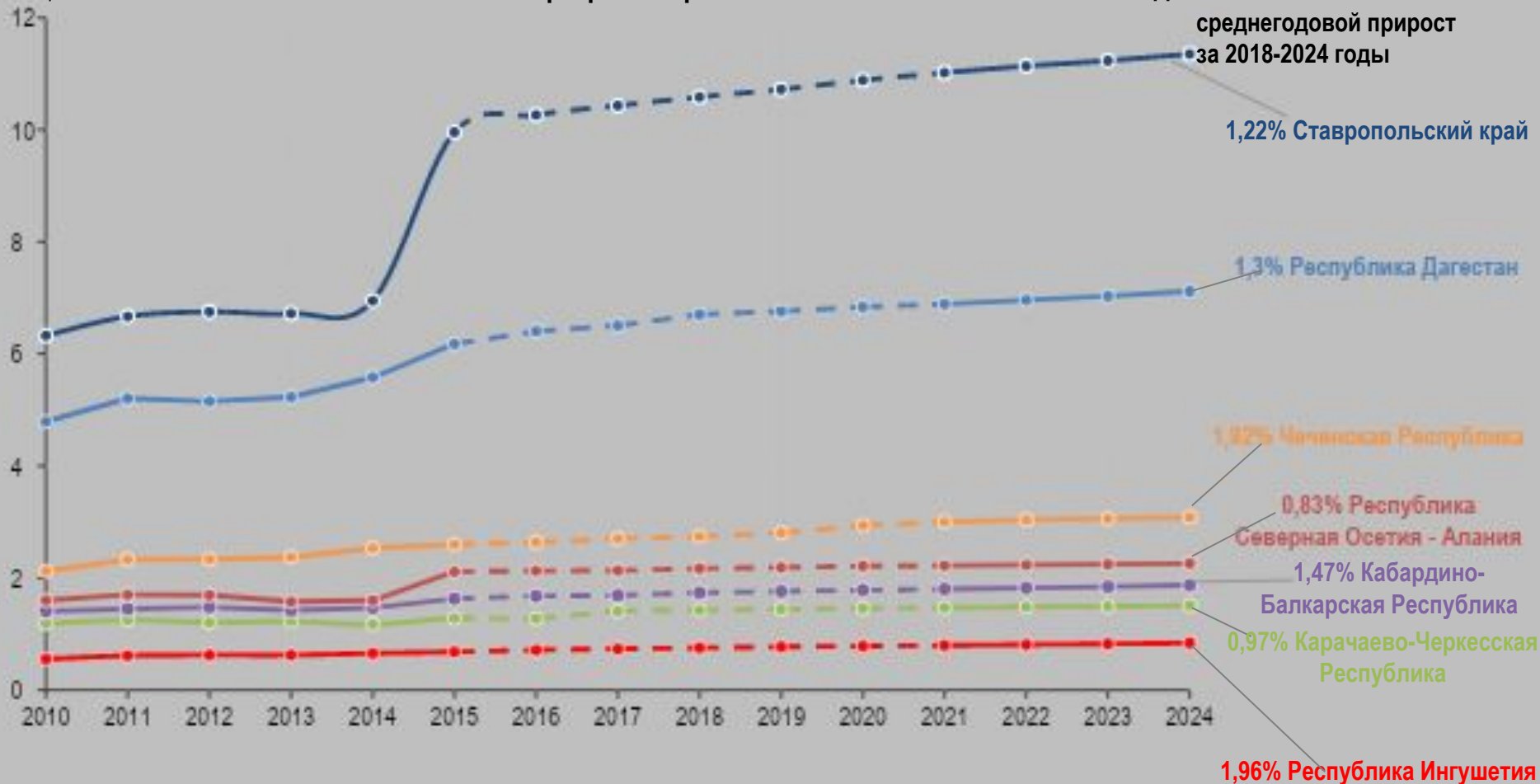
Удовлетворено исков в 2018 году – 328 шт.
Отказано в удовлетворении исков 2018 году – 119 шт.



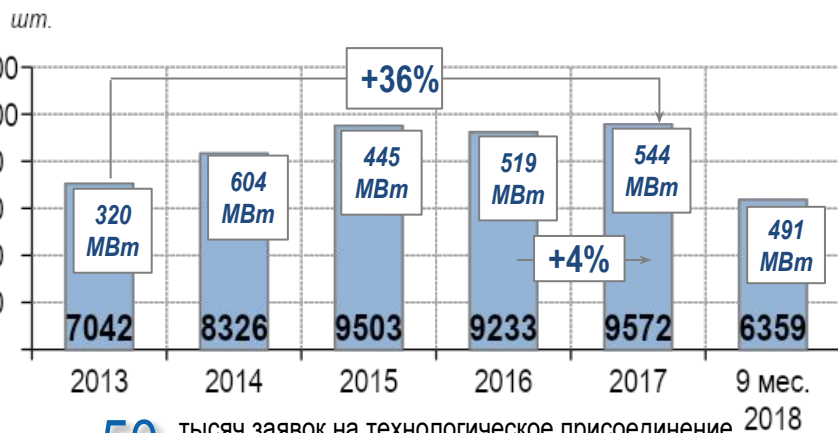
1.2. Данные из ежеквартального паспорта ПАО «MPCK Северного Кавказа»

прогноз электропотребления согласно проекту Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы

млрд. кВт·ч

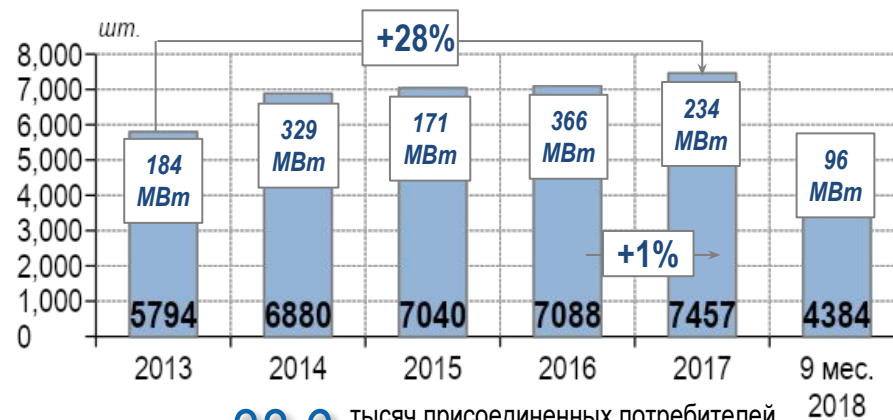


ЗАЯВКИ НА ТП



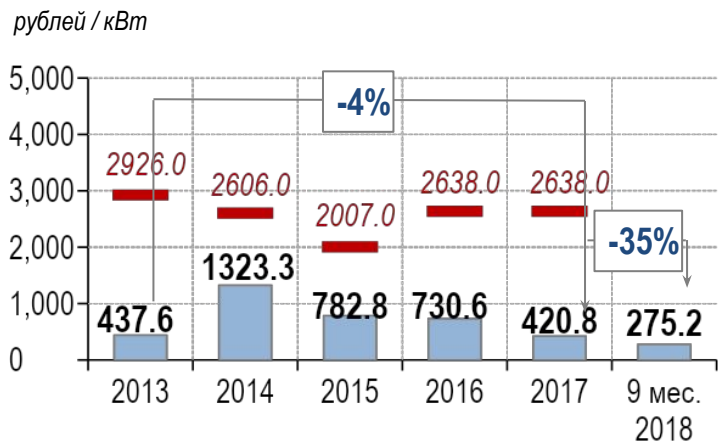
50 тысяч заявок на технологическое присоединение на **2 923 МВт** в 2013-2018 годах

ИСПОЛНЕНО ДОГОВОРОВ ТП

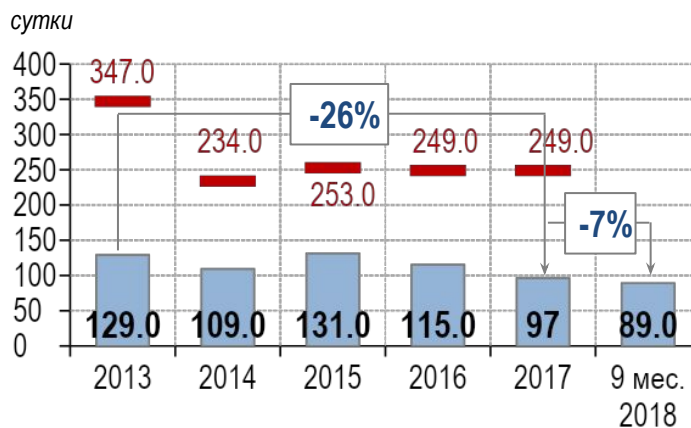


38,6 тысяч присоединенных потребителей на **1 380 МВт** в 2013-2018 годах

СТОИМОСТЬ ТП



СРОКИ ТП ДО 150 КВТ



— XX Среднее значение в ПАО «Россети»

ДЕЙСТВУЮЩИЕ ДОГОВОРЫ ТП НА 30.09.2018

7 508 Договоров ТП на **641 МВт**

5 471 Договоров ТП на **277 МВт**



ЗАГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ В РЕГИОНАХ ПРИСУТСТВИЯ ДЗО

Центры питания 35 кВ и выше			Центры питания 35 кВ и выше, без ограничений по ТП на 31.10.2018				Центры питания 35 кВ и выше, с ограничением по ТП на 31.10.2018			
Количество центров	Суммарная установленная мощность	Суммарная мощность в час максимума нагрузки	по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров		по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров	
			шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА
878	12316,09	4329,47	729	3131,41	687	2656,053	149	665,851	191	889,16

* Прирост мощности по заключенным договорам и актам ТП приведен нарастающим итогом к базисному 2012 году

Заявитель: ООО «Солар Системс» (84 МВт)

Место нахождения: Ставропольский край, Грачевский район, с. Старомарьевка (вновь сооружается солнечная электростанция)

Точки присоединения: ВЛ 110 кВ Ставрополь - Промкомплекс

Заявка: от 19.12.2016

Договор об осуществлении ТП: от 26.04.2017 №195/2017

Стоимость по договору: 0,906 млн. руб. (без НДС)

Дата исполнения обязательств по договору: 26.04.2021

Мероприятия, выполняемые сетевой организацией: Сооружение заходов ВЛ 110 кВ Ставрополь-Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром на Старомарьевскую СЭС ориентировочной протяженностью 0,11 км до границы земельного участка Заявителя с образованием ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС-Ставрополь и ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС-Промкомплекс

Текущий статус выполнения мероприятий: Выполнение мероприятий со стороны Сетевой организации и Заявителя.

Заявитель: ООО «Южэнергострой» (24,9 МВт)

Место нахождения: Карачаево-Черкесская Республика, Усть-Джегутинский район, ст. Красногорская (вновь сооружаемая Нижне-Красногорская МГЭС)

Точки присоединения: концевая опора отпайки от КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42), концевая опора отпайки от КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143).

Заявка: от 30.11.2017

Мероприятия, выполняемые сетевой организацией: Сооружение отпайки от опоры №184 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км. Сооружение отпайки от опоры №55 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км.

Текущий статус выполнения мероприятий: Материалы направлены в Главное управление по тарифам и ценам Карачаево-Черкесской Республики для утверждения размера платы за технологическое присоединение.

средневзвешенный тариф

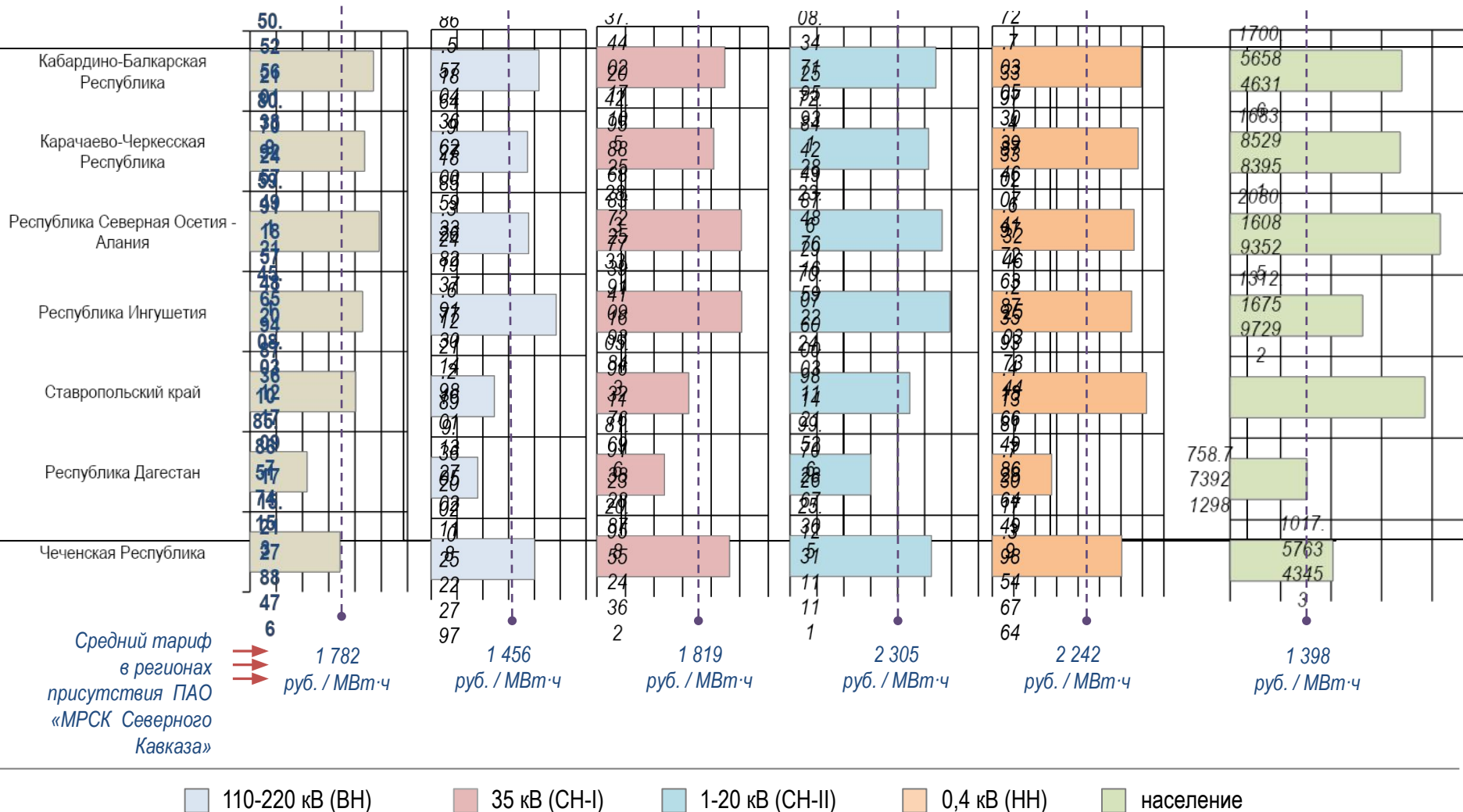
110 кВ и выше:
машиностроительные заводы, предприятия добывающей отрасли и др.

35 кВ:
сельскохозяйственное, перерабатывающее производство и др.

1-20 кВ: больницы, учебные учреждения, войсковые части, малый и средний бизнес и др.

0,4 кВ и ниже
малый бизнес

средневзвешенный тариф для населения в регионах присутствия ДЗО ПАО «Россети»



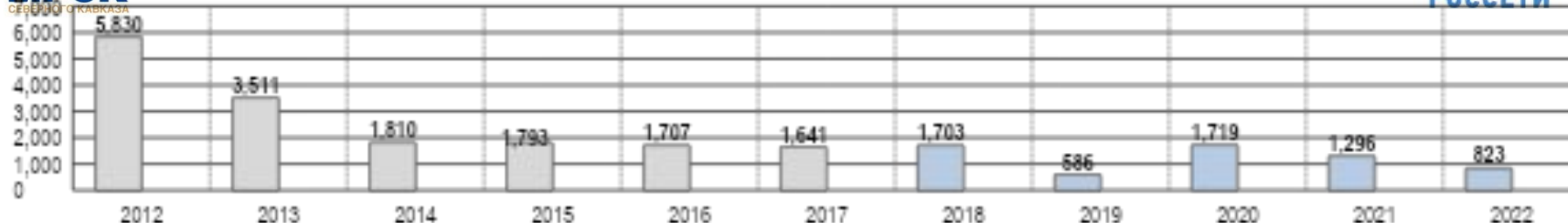


ФИНАНСИРОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
MPCK
СЕВЕРНОГО КАВКАЗА

млн. руб.



■ Факт 2012-2017 годов

■ Утвержденная инвестиционная программа на 2016-2022 гг. (Приказ МЭ РФ от 30.12.2016 №1470)

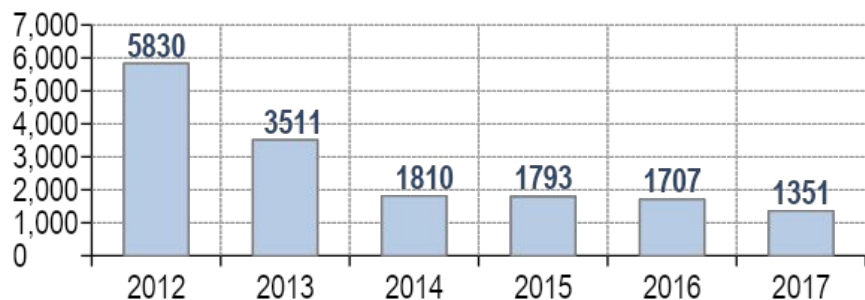
ИСПОЛНЕНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ 2014-2016 И ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРОГРАММА 2016-2022

Наименование ДЗО / филиала	Выполнение инвестиционных программ, % от плана						Утвержденная инвестиционная программа 2016-2022, млн. руб.										Ввод в ОФ, млн. руб.	
	2014		2015		2016		2014 факт	2015 факт	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план	Всего 2018-2022	Всего 2018-2022	
	Ввод в ОФ	Финанс-е	Ввод в ОФ	Финанс-е	Ввод в ОФ	Финанс-е												
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	73%	67%	86%	96%	101%	138%	1 810,08	1 792,75	1 707,02	1 640,80	1 703,05	585,88	1 718,76	1 296,11	823,45	6 127,25	4 336,36	
Ставропольэнерго	77%	57%	230%	104%	92%	222%	733,41	695,63	558,88	378,65	424,19	288,92	1 135,05	754,80	823,45	3 426,41	2 491,14	
Дагэнерго	76%	59%	186%	102%	205%	94%	254,92	381,44	533,01	364,96	216,26	52,99	141,53	116,70	0,00	527,48	359,78	
Каббалкэнерго	73%	84%	133%	174%	352%	527%	137,73	151,46	75,66	129,91	106,04	90,29	243,69	228,10	0,00	668,12	361,30	
Севкавказэнерго	73%	68%	103%	94%	37%	651%	115,36	161,71	209,78	503,66	11,80	5,90	5,90	0,00	0,00	23,60	20,00	
Карачаево-Черкесскэнерго	53%	62%	110%	139%	580%	101%	212,80	156,35	80,64	147,95	244,08	111,43	175,02	173,94	0,00	704,47	483,67	
Ингушэнерго	73%	144%	112%	341%	25%	514%	175,92	67,18	91,64	51,55	681,09	36,35	17,58	22,57	0,00	757,59	620,48	
Исполнительный аппарат	107%	95%	20%	42%	98%	57%	179,94	178,99	157,59	64,12	19,58	0,00	0,00	0,00	0,00	19,58	0,00	

Инвестиционная программа ПАО «MPCK Северного Кавказа» на 2016-2022 гг. утверждена приказом Минэнерго России от 30.12.2016 №1470

ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ФИНАНСИРОВАНИЯ

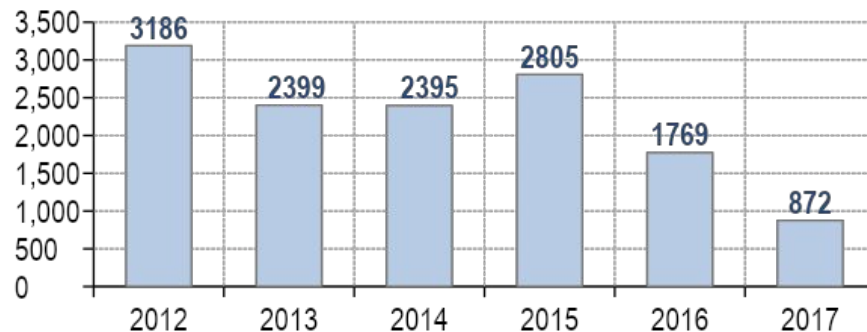
млн. рублей



16 002 финансирование в 2012-2017 годах, млн. рублей

ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ОФ

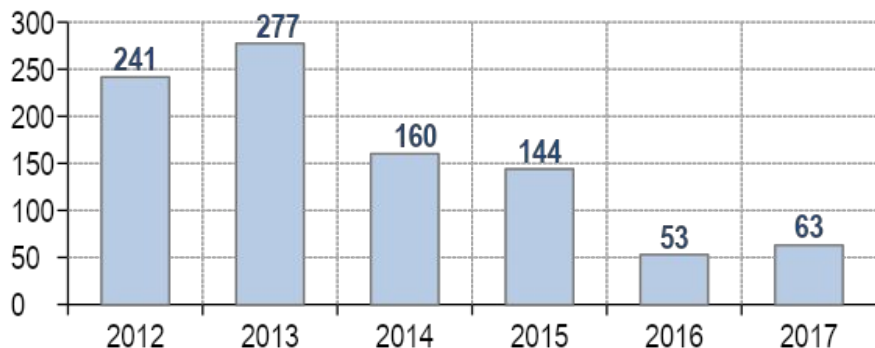
млн. рублей



13 426 ввод в основные фонды в 2012-2017 годах, млн. рублей

ДИНАМИКА ВВОДА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ

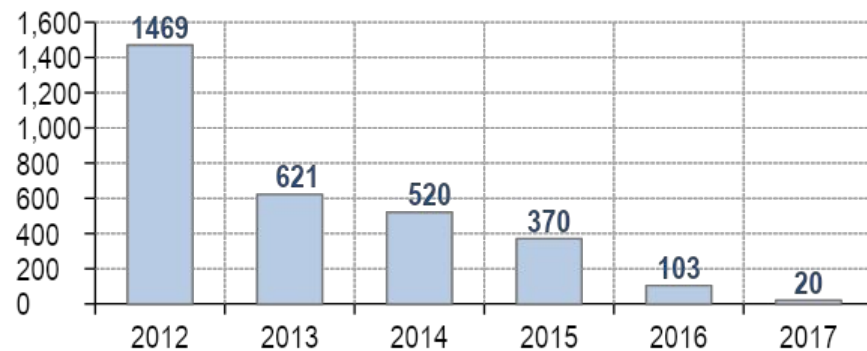
МВА



938 ввод трансформаторной мощности в 2012-2017 годах, МВА

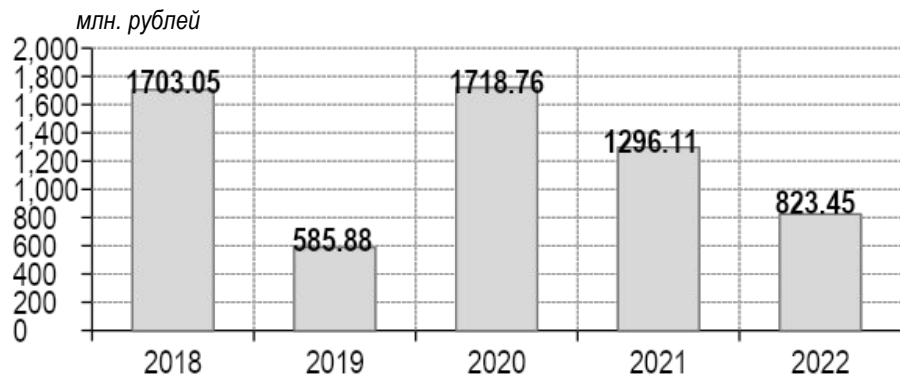
ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

км



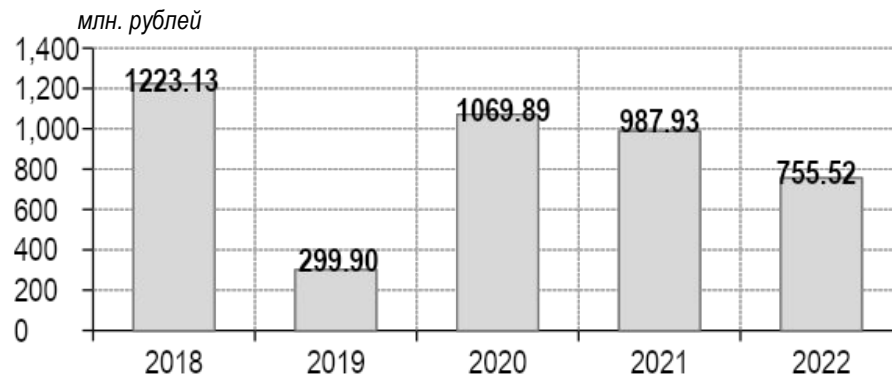
3 103 ввод линий электропередачи в 2012-2017 годах, км

ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ФИНАНСИРОВАНИЯ



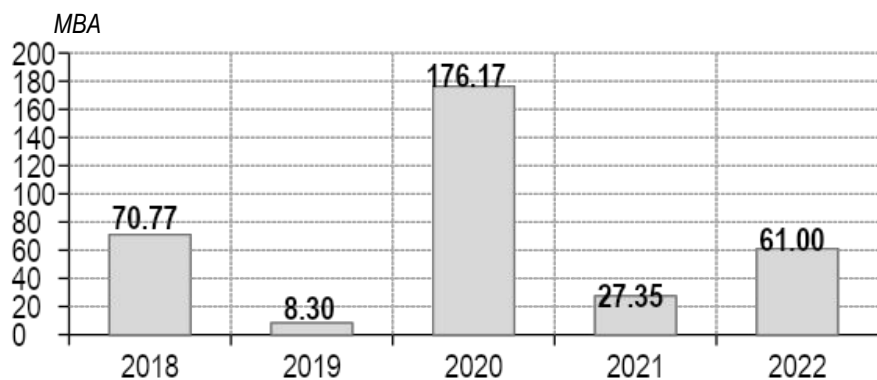
финансирование • 6 127 млн. рублей по утвержденной ИП

ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ОФ



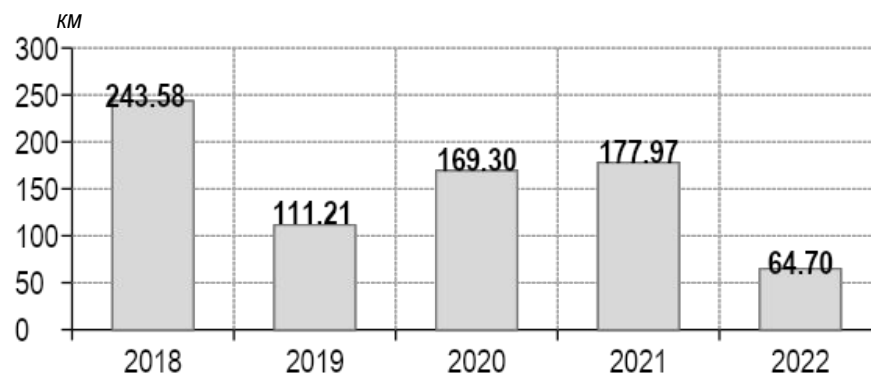
ввод в ОФ • 4 337 млн. рублей по утвержденной ИП

ДИНАМИКА ВВОДА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ



ввод в ОФ • 343 МВА по утвержденной ИП

ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ



ввод в ОФ • 767 км по утвержденной ИП

Наименование титула	Назначение проекта	Сроки реализации	Полная стоимость млн. руб.	Проектная мощность	
				МВА	кМ
Филиал «Ставропольэнерго»					
Строительство ПС 110 кВ «Бештау»	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств жилого микрорайона «Западный» в г. Пятигорске к электрическим сетям филиала ПАО «MPCK Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго»	2013-2017	398,85	32	1,28
Расширение ПС 35/10 кВ «Аэропорт»	Обеспечение возможности бесперебойного и необходимого энергоснабжения потребителей в г. Михайловске и Шпаковском р-не Ставропольского края.	2020-2022	403,64	50	13
Филиал «Дагэнерго»					
Комплексная программа мер по снижению сверхнормативных потерь (Республика Дагестан)	Снижение сверхнормативных потерь, сокращение численности контролеров и операторов, удаленный доступ, контроль, прозрачность	2011-2018	2886,71	-	-
Филиал «Севкавказэнерго»					
Строительство ПС 110/6 кВ «Парковая»	Обеспечение возможности технологических присоединений энергопринимающих устройств потребителей строящегося микрорайона в г. Владикавказ (20 000 потребителей)	2011-2017	530,36	50	0,7
Филиал «Карачаево-Черкесскэнерго»					
Реконструкция ПС 110 кВ «Южная»	Обеспечение возможности присоединения дополнительных мощностей в г. Черкеске Карачаево-Черкесской Республики.	2011-2019	493,00	80	-
Реконструкция ПС 110 кВ «Преградная»	ПС Преградная построена и введена в эксплуатацию в 1969 году. Оборудование ПС отработало свой нормативный срок. ПС является основным питающим центром Урупского района, на территории которого находится Медногорский горнообогатительный комбинат.	2011-2023	334,26	50	-
Филиал «Ингушэнерго»					
Строительство ПС-110/35/10 «Плиево New» 1х40 МВА 1 ПК	Исполнение обязательств Соглашения между Республикой Ингушетия и ПАО «Россети». Исключение возможных нарушений устойчивости нагрузки потребителей при коротких замыканиях на ЛЭП 110 кВ «Владикавказ-2 –Плиево» вследствие ликвидации поврежденных резервными ступенчатыми защитами с большими выдержками времени, каскадное развитие аварий при единичных отказах устройств РЗА.	2011-2019	442,19	40	0,89
Строительство ПС-110/35/10 «Плиево New» 1х40 МВА 2 ПК		2011-2019	206,91	40	8,38
Аппарат управления					
Комплексная программа мер по снижению сверхнормативных потерь (Чеченская Республика)	Снижение сверхнормативных потерь, сокращение численности контролеров и операторов, удаленный доступ, контроль, прозрачность	2011-2016	1784,17	-	-

Наименование ДЗО	Утвержденная инвестиционная программа											Ввод в ОФ, Всего 2018-2022
	2013 факт	2014 факт	2015 факт	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план	Всего 2018-2022	
Всего, в том числе:												
Аппарат управления ПАО «МРСК Северного Кавказа»	200	180	179	158	64	20	0	0	0	0	20	0

ЗНАЧИМЫЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫЕ ОБЪЕКТЫ

Наименование титула	Назначение проекта	Сроки реализации	Статус исполнения	Проектная мощность		Полная стоимость млн. руб.
				км	MVA	
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ						
Комплексная программа мер по снижению сверхнормативных потерь (Чеченская Республика)	Снижение сверхнормативных потерь, сокращение численности контролеров и операторов, удаленный доступ, контроль, прозрачность	2011-2016	Завершена	-	-	1 784

Ввод на основные фонды в физическом выражении по Аппарату управления не производился

млн. рублей

Показатели	Факт	Факт	Факт	Факт	Факт	Бизнес-план	Бизнес-план	Факт
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	9 месяцев 2018	
Выручка	402	2 095	3 085	4 419	4 726	5 229	3 723	3 589
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	402	2 065	1 955	2 478	2 630	2 921	2 107	2 124
<i>от технологического присоединения</i>	0	1	12	2	11	2	1	1
Себестоимость продукции (услуг) с учетом управленческих и коммерческих расходов	666	2 408	3 984	4 745	5 350	5 843	4 231	4 425
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	666	2 380	2 764	2 821	3 219	3 573	2 601	2 832
<i>от технологического присоединения</i>	0	1	12	3	14	1	0	5
Чистая прибыль/Убыток	-229	-279	-1 056	-788	-1 888	-2 163	-1 620	-1 504
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	-229	-281	-888	-316	-878	-741	-559	-978
<i>от технологического присоединения</i>	0	0	0	0	0	1	0	0
Долг (на конец периода)	342	423	459	560	516	121	121	544
Средневзвешенная ставка заимствования	10,00%	9,67%	9,67%	10,32%	9,67%	-	-	9,7%
ЕБИТДА	-191	37	-600	-443	-1 638	-1 584	-1 187	-1 138
Долг/ЕБИТДА	-2	11	-1	-1	0	-0,1		
Финансирование ИПР	346	545	213	189	1 356	525	482	368

СНИЖЕНИЕ ЧИСЛЕННОСТИ УПРАВЛЕНЧЕСКОГО ПЕРСОНАЛА

% от численности АУП на сентябрь 2013 года, %

эффект от сокращения АУП, млрд. руб.

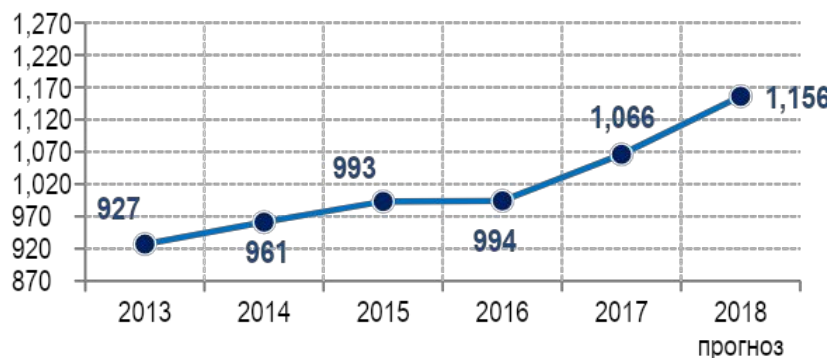


■ Эффект от сокращения численности АУП, млрд. руб.
● % от численности персонала АУП на сентябрь 2013 года

Показатели	2013	2014	2015	2016	2017	2018 3 кв.
Среднесписочная численность, чел.	8 216	8 557	8 810	8 867	8 422	8 480
Доля административно-управленческого персонала	12,1%	11,3%	10,9%	10,8%	11,2%	11%
Средняя заработная плата, тыс. руб.	29,1	30,3	34,7	38,0	41,1	42,7
Средний возраст, лет	43,5	47	47	46	46	46
Число государственных, правительственных, ведомственных и отраслевых наград, врученных работникам	74	80	173	85	69	25
Доля работников, принявших участие в обучающих программах с отрывом от работы	16%	26%	13%	41%	70%	20%
Привлечение к работе в электросетевом комплексе студенческих строительных отрядов, чел.	-	33	26	35	35	-

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТРУДА*

выручка, руб./1 чел-час



* без учета функции гарантирующего поставщика

ИНДЕКСАЦИЯ ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ ПЕРСОНАЛА



2.1. Ежемесячные данные по регионам присутствия филиалов и управляемых Обществ ПАО «МРСК Северного Кавказа»

СТАВРОПОЛЬСКИЙ КРАЙ



Административный центр – г. Ставрополь

Губернатор – Владимир Владимирович Владимиров
(д.р. – 14.10.1975)

Площадь, тыс. км ²	66,16
Население, тыс. человек	2 800,6
<i>Плотность населения, чел. / км²</i>	42,33
Валовый региональный продукт, млрд руб.	651,9
<i>На душу населения, тыс. руб.</i>	232,6
Доходы региона, млрд руб.	100,16
Расходы региона, млрд руб.	103,76
Рейтинг социально-экономического положения (по оценке РИА Новости)	41

Доступность электросетевой инфраструктуры, 2018

Закрытые центры питания, шт.	31 из 352 (8,8%)
<i>дефицит мощности, МВА</i>	97,61
Центры обслуживания клиентов, шт.	0
<i>общее количество обращений, тыс.</i>	13,730

Технологическое присоединение

<i>длительность ТП до 150 кВт, дни</i>	86 (↑5%)
<i>средняя стоимость ТП до 150 кВт, руб. / кВт</i>	384,8 (↑314%)

За 3 квартала 2018 года в рамках технологического присоединения:

- подано **2 402** заявки на **87** МВт, отозвано на **9** МВт
- заключено **2 238** договоров на **49,5** МВт
- выполнено **2 028** договоров на **55** МВт

По итогам 2017 года:

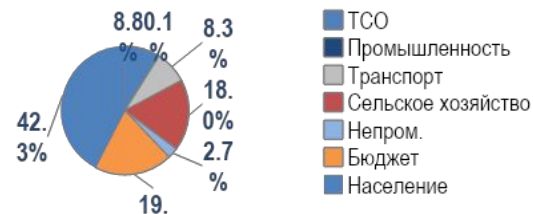
Выработка электроэнергии
21,284 млрд кВт·ч (↑4,94%)

Потребление
10,429 млрд кВт·ч (↑1,66%)

Пиковая мощность потребления
1685 МВт

Установленная мощность
4614 МВт

Структура потребления



Расчеты на рынках электроэнергии и мощности*

Розничный рынок электроэнергии

Объем задолженности за услуги по передаче электрической энергии на 01.01.2019, млн. руб. **689,2**

уровень оплаты за услуги по передаче электрической энергии за 2018, % **104,8**

Тарифное регулирование, 2018

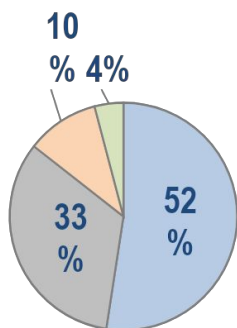
Метод доходности инвестированного капитала (2011 - 2022)

Цена электроэнергии для конечных потребителей на розничных рынках электроэнергии в 2018 году, руб./ МВт·ч	4 128,6(↑1%)
Средний «котловой» тариф на услуги по передаче электроэнергии, руб./ МВт·ч	2 008(↓1%)
НВВ «котла» региона, млн руб.	8 660 (↑3%)
Собственная НВВ филиала «Ставропольэнерго», млн руб.	5 106(0%)
<i>НВВ филиала - «Ставропольэнерго»/ у.е., тыс. руб.</i>	32,77
Услуги ТСО, млн. руб.	2 832(↑9%)
<i>НВВ крупных ТСО / у.е., тыс. руб.</i>	34,32

↓↑ - изменение относительно предыдущего периода

Генерация

Установленная мощность
4 614 МВт



- ПАО «ОГК-2» - Ставропольская ГРЭС
2 419 МВт
- ПАО «Энел ОГК-5» - Невинномысская
ГРЭС 1 530 МВт
- ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских
ГЭС» 476,55
- ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго» 189
МВт

ТСО

НВВ крупных ТСО / у.е. в
среднем составляет
40,6 тыс. рублей

На территории Ставропольского
края помимо MPCK осуществляют
деятельность 19 ТСО (доля рынка
по НВВ – 33,2%)

Крупнейшие ТСО:

ГУП

«Ставрополькоммунэлектро»:

- доля рынка по НВВ – 11,5%
- НВВ – 999 млн рублей
- НВВ / у.е. – 40 тыс. рублей

АО «Ставропольские городские электрические сети»:

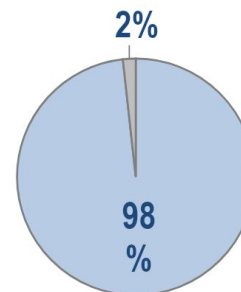
- доля рынка по НВВ – 6,6%
- НВВ – 571 млн рублей
- НВВ / у.е. – 44 тыс. рублей

ОАО «Пятигорские электрические сети»:

- доля рынка по НВВ – 4,7%
- НВВ – 406 млн рублей
- НВВ / у.е. – 38 тыс. рублей

Сбытовые компании

Просроченная задолженность*
за услуги по передаче **76,2 млн
рублей** на 01.01.2019



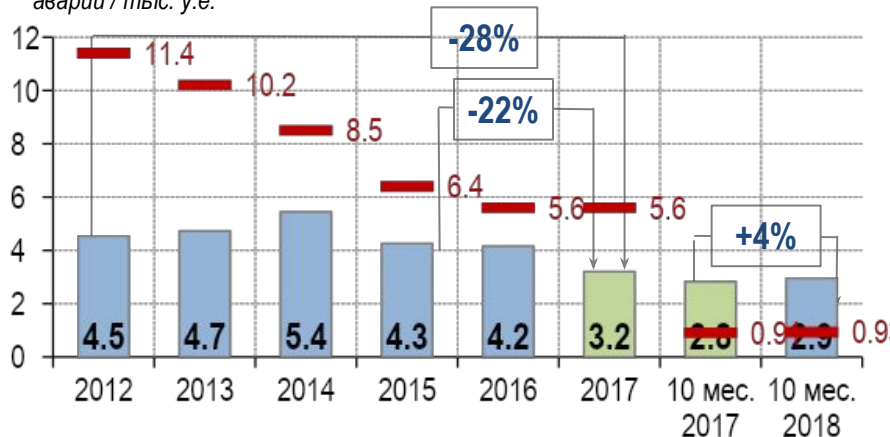
- ПАО
«Ставропольэнергосбыт» 74,9
млн руб.
- ЭСО 1,3 млн руб.

Крупные потребители

- ПАО
«Ставропольэнергосбыт»
- МУП «Электросетевая
компания», г. Буденновск
- ОАО «Георгиевские
городские электрические
сети»

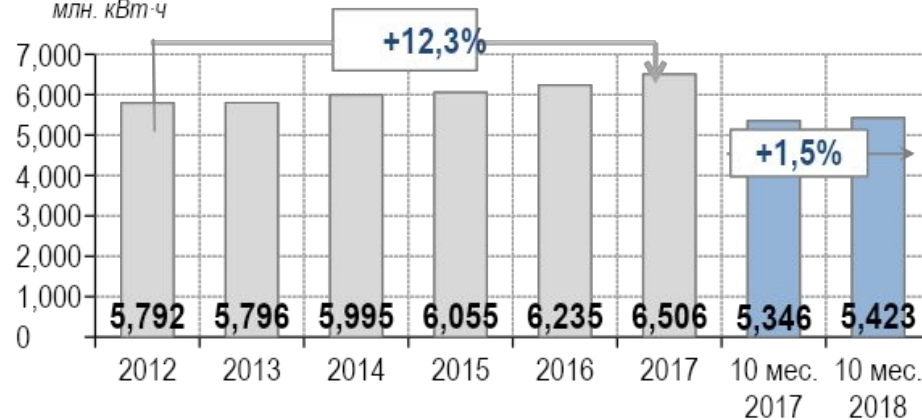
УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ

аварий / тыс. у.е.



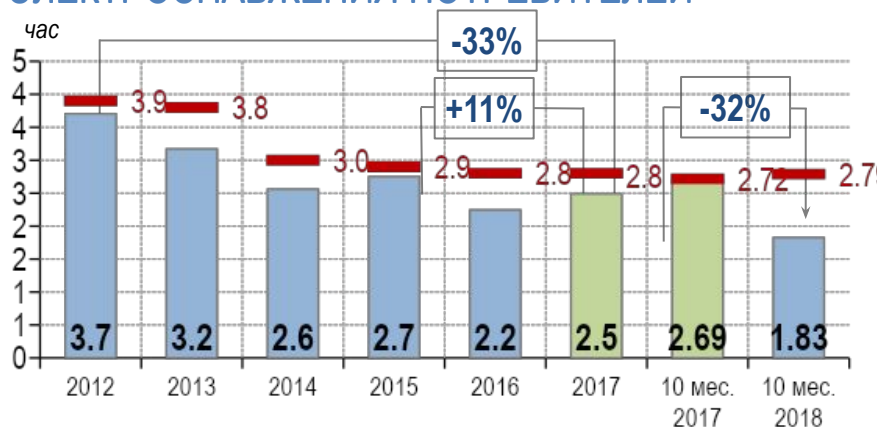
ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ

млн. кВт·ч

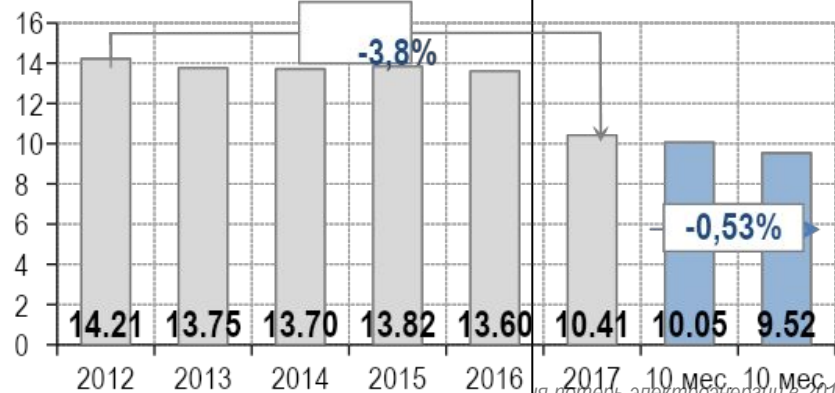


СРЕДНЯЯ ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

час



ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



я потеря электроэнергии в 2017 Ставрополь 2017. Ессентуки с

Филиал / управляемое Общество	Удельная аварийность, аварий/тыс. у.е.				Средняя длительность перерывов электроснабжения потребителей, ч			
	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	1,90	1,23	1,67	+36,6%	3,56	4,72	4,36	-7,7%
Филиал «Ставропольэнерго»	1,58	0,91	1,02	+11,8%	2,47	2,36	1,49	-37,1%
МЭС Юга								
Среднее по ПАО «Россети»								

ГОТОВНОСТЬ К ПРОВЕДЕНИЮ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

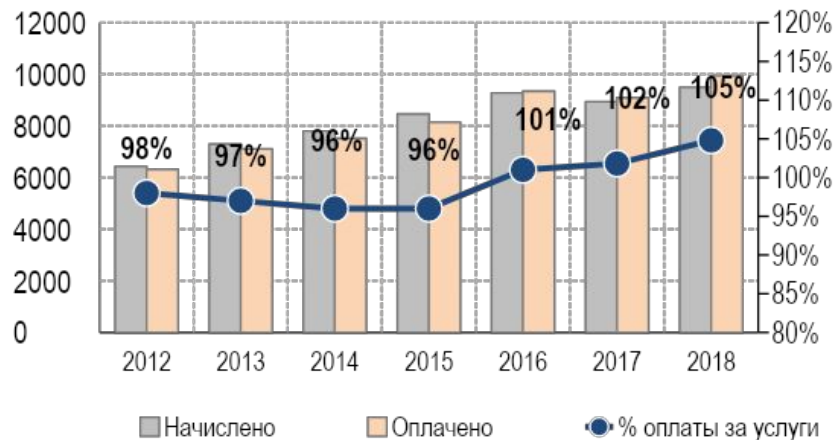
Наименование ДЗО/филиала	Собственные ресурсы:												Ресурсы подрядных организаций		
	ВСЕГО			в т.ч. моб. бригад			РИСЭ			в т.ч. передвиж. РИСЭ, шт.					
	бригад	чел.	ед. техн.	бригад	чел.	ед. техн.	< 30 кВт	≥ 30 кВт	Р Σ ,кВт	< 30 кВт	≥ 30 кВт	Р Σ ,кВт	бригад	чел.	ед. техн.
Филиал «Ставропольэнерго»	283	1039	293	18	81	36	14	4	648,1	14	1	348,1	66	264	97
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	591	2406	674	36	156	67	40	17	1548,2	40	9	840,2	213	670	325
ВСЕГО															

ЗНАЧИМЫЕ АВАРИИ НА ТЕРРИТОРИИ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ В ОЗП 2016/2017 ГОДОВ

В период ОЗП 2017/2018 гг. крупных аварий на территории Ставропольского края (филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго») не было.

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ



Доля просроченной ДЗ на 01.01.2017 – **64%**
 Доля просроченной ДЗ на 01.01.2018 – **51%**
 Доля просроченной ДЗ на 01.01.2019 – **44%**

СТРУКТУРА ПРОСРОЧЕННОЙ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ



млн рублей

ОСНОВНЫЕ ДОЛЖНИКИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2019

Организация	Задолженность на 01.01.2019, млн руб.	Просроченная задолженность на 01.01.2019, млн руб.	% оплаты за 2018 год	Динамика задолженность и 2018 года, млн руб.	Среднемес. начисление за 2018 год млн руб.
ВСЕГО	689,2	305,7	104,8%	-494,0	791,0
ПАО «Ставропольэнергосбыт»	208,9	74,9	108%	-388,0	405,3
МУП "Электросетевая компания" г. Буденновск	63,9	56,2	100%	-0,4	7,1
ОАО "Георгиевские городские электрические сети"	30,2	19,9	120%	-23,0	9,7

ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

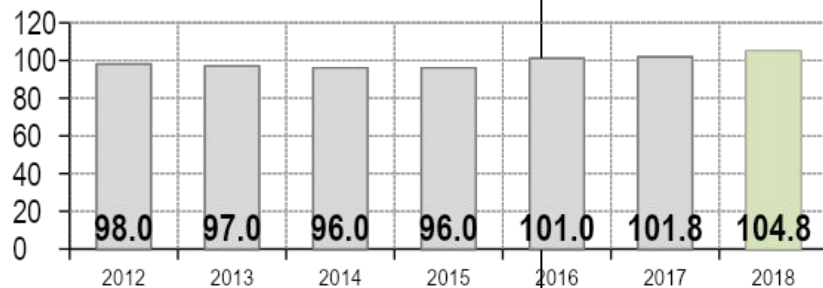


ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ

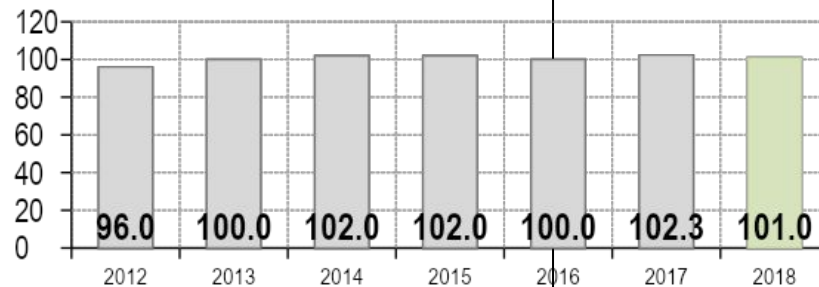


УРОВЕНЬ ОПЛАТЫ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ



2.2. Данные из ежеквартального паспорта региона присутствия филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго»

Эксплуатацию электросетевых объектов и технологическое присоединение потребителей на территории Ставропольского края осуществляют ДЗО ПАО «Россети»:

- объекты распределительных сетей: филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» – «Ставропольэнерго»
- объекты магистральных сетей: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ставропольское ПМЭС (МЭС Юга)

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ставропольское ПМЭС

Подстанции 110-330 кВ, шт.	16
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	5,96
Протяженность ЛЭП 110-330 кВ, тыс. км	2,75

филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» – «Ставропольэнерго»

Подстанции 35 кВ и выше, шт.	350
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	4,98
ТП 6-35/0,4 кВ, шт.	10 195
Трансформаторная мощность ТП, тыс. МВА	1,39
Протяженность ЛЭП 35 кВ и выше, тыс. км	8,33
Протяженность ЛЭП 0,4-20 кВ, тыс. км	45,73

ПАО «MPCK СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»

- 1 **Ставропольский край**
- 2 Карачаево-Черкесская Республика
- 3 Кабардино-Балкарская Республика
- 4 Республика Северная Осетия-Алания
- 5 Республика Ингушетия
- 6 Чеченская Республика
- 7 Республика Дагестан

Филиал «Ставропольэнерго»

Ставропольское ПМЭС



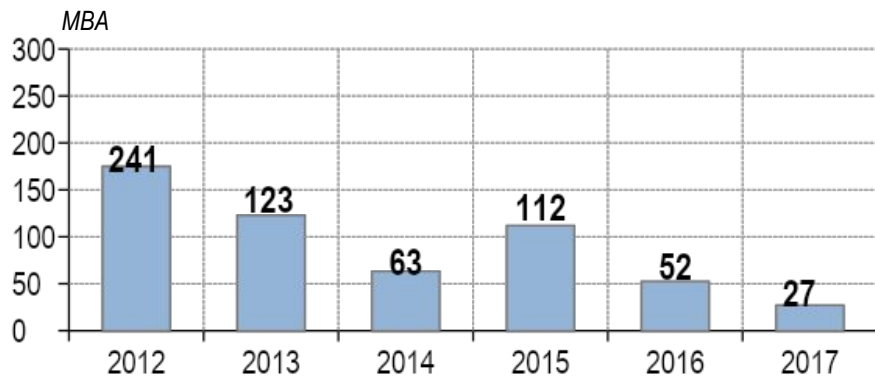
Наименование ДЗО	Утвержденная инвестиционная программа											Ввод в ОФ, Всего 2018-2022	
	2013 факт	2014 факт	2015 факт	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план	Всего 2018-2022		
Всего, в том числе:													
Филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» - Ставропольэнерго	1 292	733	696	559	379	424	289	1 135	755	823	3 426	2 491	

ЗНАЧИМЫЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫЕ ОБЪЕКТЫ

Наименование титула	Назначение проекта	Сроки реализации	Статус исполнения	Проектная мощность		Полная стоимость млн. руб.
				км	МВА	
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ						
Строительство ПС 110 кВ «Бештау»	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств жилого микрорайона «Западный» в г. Пятигорске к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго»	2013-2017	Завершен	1,28	32	398,85
Расширение ПС 35/10 кВ «Аэропорт»	Обеспечение возможности бесперебойного и необходимого энергоснабжения потребителей в г. Михайловске и Шпаковском р-не Ставропольского края.	2019-2021	Объект планируется к реализации с 2019 года	13	50	403,64

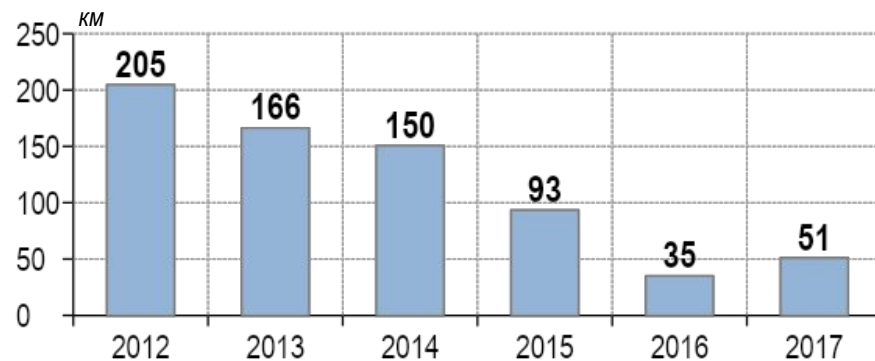
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ

ДИНАМИКА ВВОДА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ



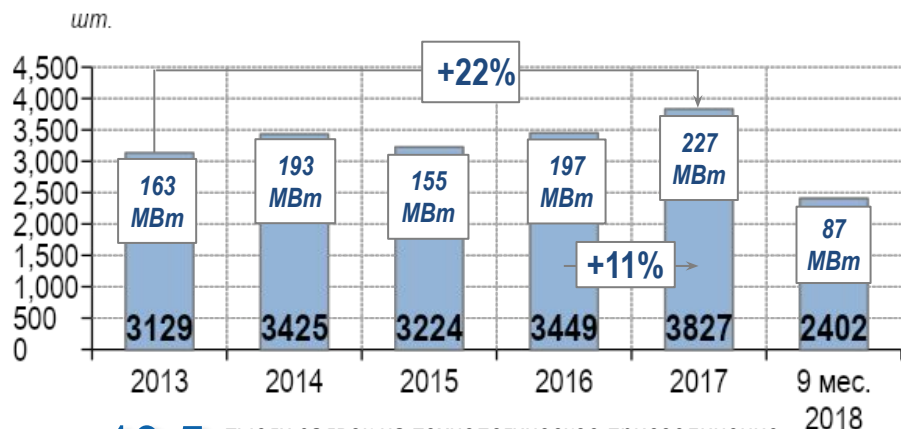
618 ввод трансформаторной мощности в 2012-2017 годах, МВА

ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ



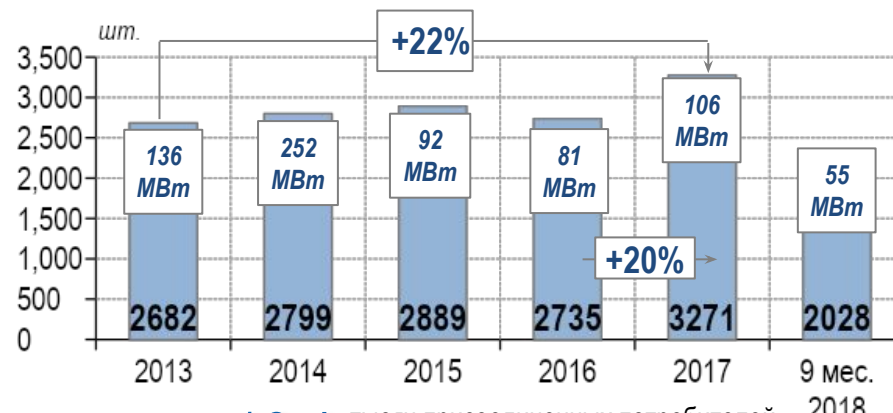
700 ввод линий электропередачи в 2012-2017 годах, км

ЗАЯВКИ НА ТП



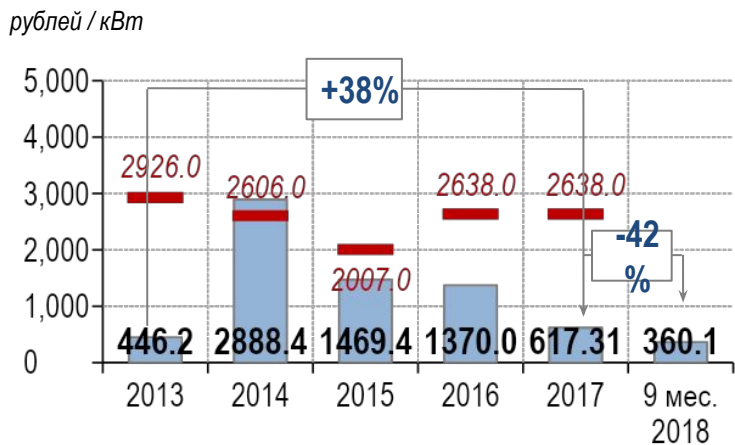
19,5 тысяч заявок на технологическое присоединение на **1022 МВт** в 2013-2018 годах

ИСПОЛНЕНО ДОГОВОРОВ ТП

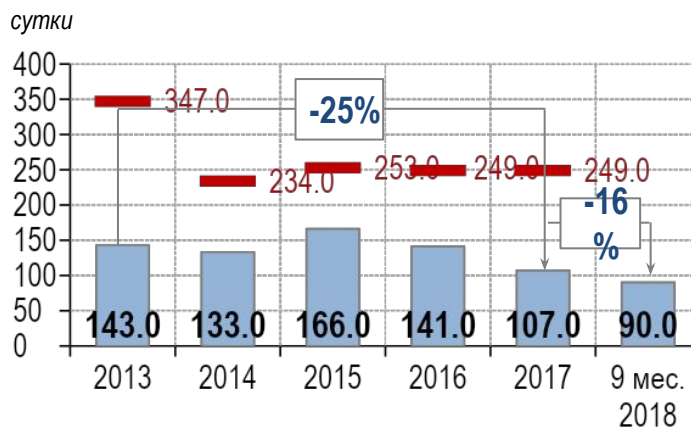


16,4 тысяч присоединенных потребителей на **722 МВт** в 2013-2018 годах

СТОИМОСТЬ ТП



СРОКИ ТП ДО 150 КВТ



— XX Среднее значение в ПАО «Россети»

ДЕЙСТВУЮЩИЕ ДОГОВОРЫ ТП НА 30.09.2018

2 876 Договоров ТП на **247 МВт**

ПРОСРОЧЕННЫЕ
1 977 Договоров ТП на **106 МВт**

ФИЛИАЛА ПАО «MPCK СЕВЕРНОГО КАВКАЗА» – «СТАВРОПОЛЬЭНЕРГО»



ЗАГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ КРАЯ

Центры питания 35 кВ и выше			Центры питания 35 кВ и выше, без ограничений по ТП на 31.10.2018				Центры питания 35 кВ и выше, с ограничением по ТП на 31.10.2018			
Количество центров	Суммарная установленная мощность	Суммарная мощность в час максимума нагрузки	по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров		по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров	
			шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА
352	4937,81	1333,74	334	1392,13	321	1203,823	18	46,159	31	97,61

Заявитель: ООО «Солар Системс» (84 МВт)

Место нахождения: Ставропольский край, Грачевский район, с. Старомарьевка (вновь сооружается солнечная электростанция)

Точки присоединения: ВЛ 110 кВ Ставрополь - Промкомплекс

Заявка: от 19.12.2016

Договор об осуществлении ТП: от 26.04.2017 №195/2017

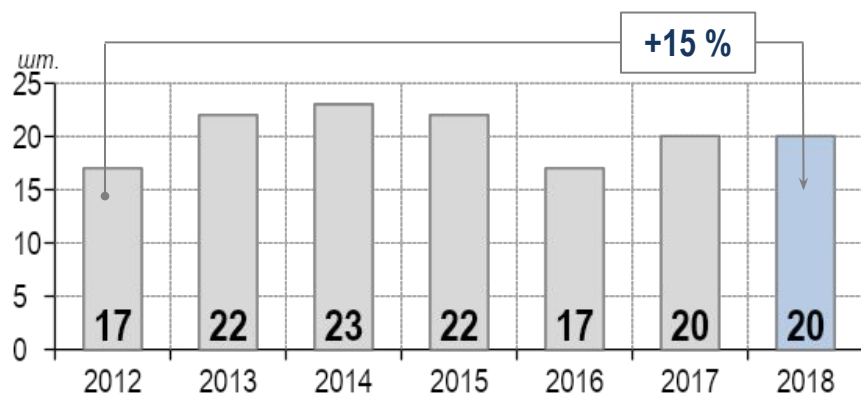
Стоимость по договору: 0,906 млн. руб. (без НДС)

Дата исполнения обязательств по договору: 26.04.2021

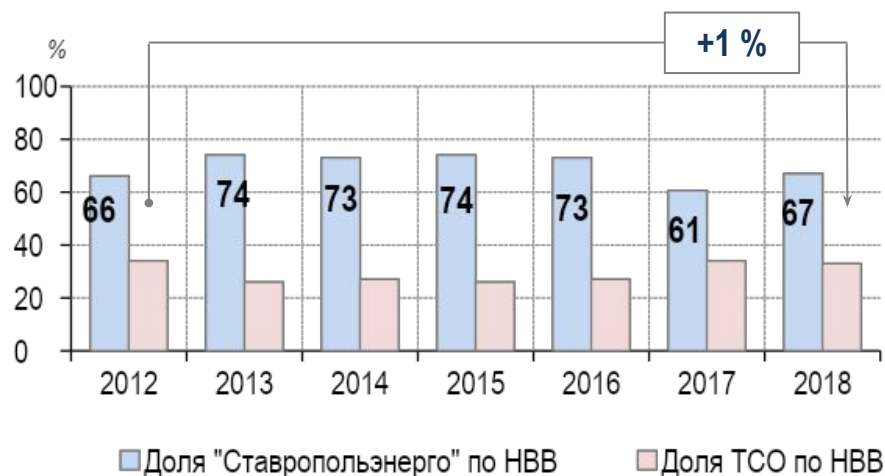
Мероприятия, выполняемые сетевой организацией: Сооружение заходов ВЛ 110 кВ Ставрополь-Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром на Старомарьевскую СЭС ориентировочной протяженностью 0,11 км до границы земельного участка Заявителя с образованием ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС-Ставрополь и ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС-Промкомплекс

Текущий статус выполнения мероприятий: Выполнение мероприятий со стороны Сетевой организации и Заявителя.

КОЛИЧЕСТВО ТСО



ДОЛЯ РЫНКА ПО НВВ ФИЛИАЛА

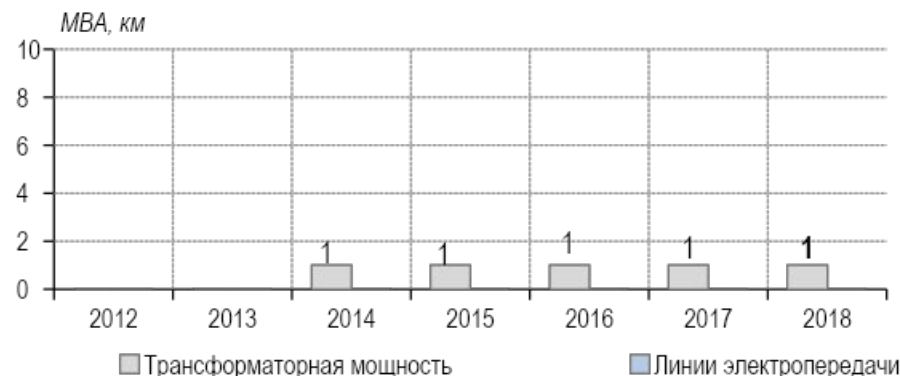


ОБЪЕМЫ КОНСОЛИДАЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ АКТИВОВ

Аренда электросетевых объектов (ежегодный объем)

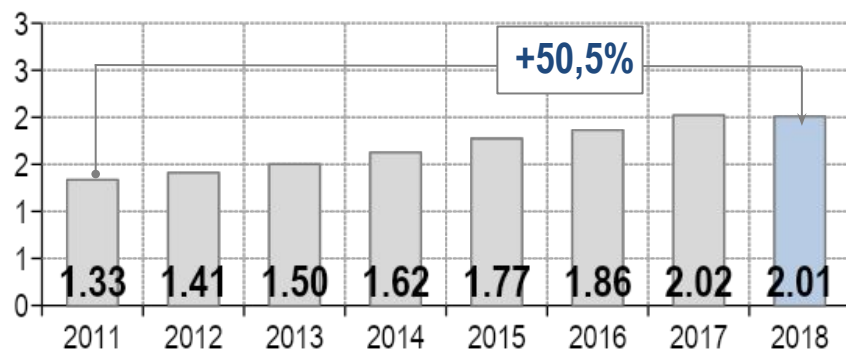


Приобретение электросетевых объектов (нарастающим итогом)



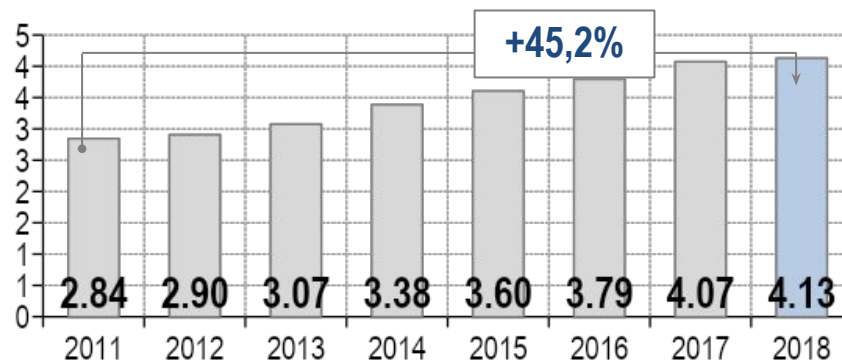
СРЕДНИЙ ТАРИФ НА ПЕРЕДАЧУ

руб. / кВт·ч



СРЕДНИЙ КОНЕЧНЫЙ ТАРИФ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

руб. / кВт·ч



Филиал «Ставропольэнерго». Метод регулирования – RAB, период 2011-2022 годы. Средний тариф на передачу электрической энергии вырос с 2011 года на 50,5% и составляет 2,01 рубля за кВтч. Средний конечный тариф на электроэнергию увеличился на 45,2% относительно 2011 года.- до 4,13 рублей за кВтч.

млн. рублей

Показатели	Факт	Факт	Факт	Факт	Факт	Бизнес-план	Бизнес-план	Факт
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	9 месяцев 2018	
Выручка	7 384	7 066	7 337	7 998	7 645	8 062	5 853	6 021
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	6 176	6 611	7 165	7 860	7 565	8 028	5 837	5 993
<i>от технологического присоединения</i>	1 170	410	135	100	65	24	8	20
Себестоимость продукции (услуг) с учетом управленческих и коммерческих расходов	5 863	6 241	6 772	7 620	6 984	7 721	5 555	5 320
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	5 661	6 080	6 702	7 558	6 940	7 690	5 529	5 285
<i>от технологического присоединения</i>	113	59	34	29	30	21	19	23
Чистая прибыль/Убыток	957	468	32	-175	81	149	151	344
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	48	245	-30	-245	55	147	160	353
<i>от технологического присоединения</i>	846	281	81	57	28	2	-9	-5
Долг (на конец периода)	989	1 396	1 893	1 053	1 263	46	393	581
Средневзвешенная ставка заимствования	-	-	-	-	-	-	-	-
ЕБИТДА	2 086	1 490	1 237	1 128	1 027	912	740	1 081
Долг/ЕБИТДА	0	1	2	1	1	0,1		
Финансирование ИПР	1 292	733	696	559	379	318	80	285

КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКАЯ РЕСПУБЛИКА



Административный центр – г. Черкесск

Глава республики – Темрезов Рашид Бориспиевич
(д.р. – 14.03.1976)

Площадь, тыс. км ²	14,3
Население, тыс. человек	466,3
Плотность населения, чел. / км ²	32,8
Валовый региональный продукт, млрд руб.	67,4
На душу населения, тыс. руб.	143,8
Доходы региона, млрд руб.	21,23
Расходы региона, млрд руб.	21,9
Рейтинг социально-экономического положения (по оценке РИА Новости)	78

По итогам 2017 года*:

Выработка электроэнергии
0,486 млрд кВт·ч (↑195,5%)

Потребление
1,409 млрд кВт·ч (↑10,5%)

Пиковая мощность потребления
228 МВт

Установленная мощность
322 МВт

Структура потребления



Расчеты на рынках электроэнергии и мощности*

Розничный рынок электроэнергии

Объем задолженности за услуги по передаче электрической энергии на 01.01.2019, млн. руб.	693,3
уровень оплаты за услуги по передаче электрической энергии за 2018, %	89,1

Доступность электросетевой инфраструктуры, 2018

Закрытые центры питания, шт.	2 из 62 (3,2%)
дефицит мощности, МВА	1,57
Центры обслуживания клиентов, шт.	0
общее количество обращений, тыс.	2,783

Технологическое присоединение

длительность ТП до 150 кВт, дни	90 (↓2%)
средняя стоимость ТП до 150 кВт, руб. / кВт	81 (↑25%)

За 3 квартала 2018 года в рамках технологического присоединения:

- подано **778** заявок на **130** МВт, отозвано на **96** МВт
- заключено **699** договоров на **7,5** МВт
- выполнено **605** договоров на **9,4** МВт

Тарифное регулирование, 2018

Метод долгосрочной индексации (2018 - 2022)

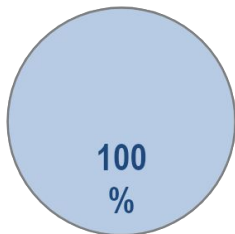
Цена электроэнергии для конечных потребителей на розничных рынках электроэнергии в 2018 году, руб./ МВт·ч	3 557(↑6%)
Средний «котловой» тариф на услуги по передаче электроэнергии, руб./ МВт·ч	2 181(↑4%)
НВВ «котла» региона, млн руб.	1 821(↑8%)
Собственная НВВ филиала «Карачаево-Черкесскэнерго», млн руб.	1 208(↑6%)
НВВ филиала «Карачаево-Черкесскэнерго»/у.е., тыс. руб.	37,8
Услуги ТСО, млн. руб.	450(↑16%)
НВВ крупных ТСО / у.е., тыс. руб.	30,9

* В соответствии с данными сводного прогнозного баланса электроэнергии и мощности на 2016 год

↓↑ - изменение относительно предыдущего периода

Генерация

Установленная мощность
322 МВт



■ ПАО "РусГидро" ■ 322 МВт

ТСО

НВВ крупных ТСО / у.е. в
среднем составляет
31 тыс. рублей

На территории Карачаево-Черкесской Республики помимо MPCK осуществляют деятельность 4 ТСО (доля рынка по НВВ – 24%)

Крупнейшие ТСО:

ОАО «Распределительная сетевая Компания»:

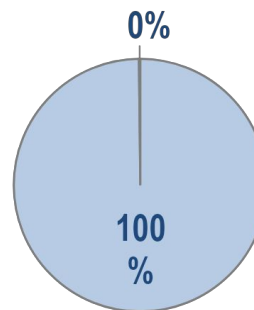
- доля рынка по НВВ – 20%
- НВВ – 360 млн рублей
- НВВ / у.е. – 27 тыс. рублей

ОАО «Карачаевск-Теплоэнерго»:

- доля рынка по НВВ – 3%
- НВВ – 51 млн рублей
- НВВ / у.е. – 73 тыс. рублей

Сбытовые компании

Просроченная задолженность*
за услуги по передаче **115,1**
млн рублей на 01.01.2019



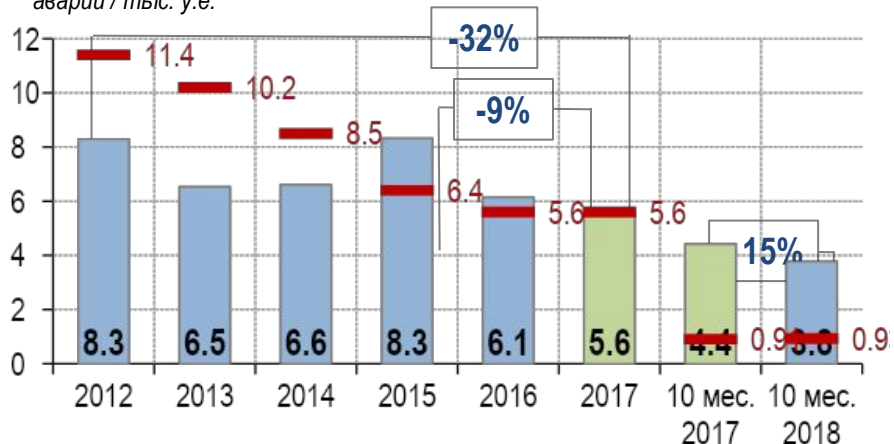
АО "Карачаево-Черкесскэнерго" ■ 114,9 млн руб.
■ ЭСО ■ 0,2 млн руб.

Крупные потребители

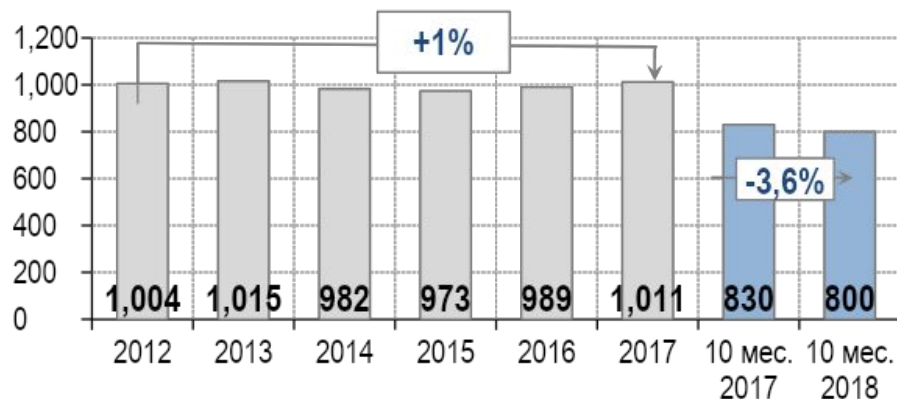
- МУП «Производственное объединение по водоснабжению и водоотведению в Усть-Джегутинском районе»
- ФГБУ «Центральное Жилищно-Коммунальное управление по ЮВО»
- ОАО «Карачаево-Черкесский сахарный завод»
- АО «Кавказцемент»

УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ

аварий / тыс. у.е.

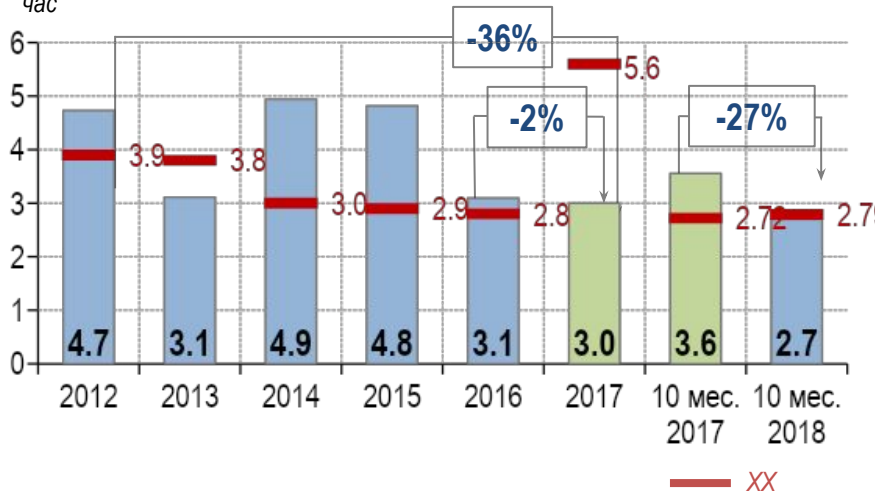


ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ

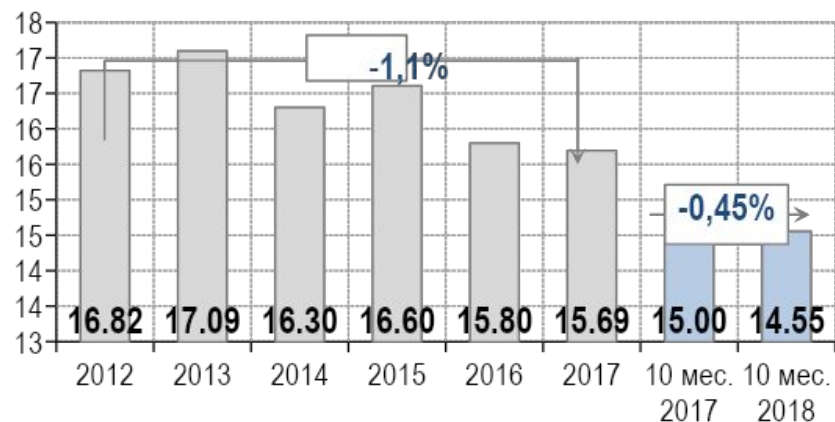


СРЕДНЯЯ ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

час



ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



Среднее значение в ПАО «Россети»

Филиал / управляемое Общество	Удельная аварийность, аварий/тыс. у.е.				Средняя длительность перерывов электроснабжения потребителей, ч			
	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	1,90	1,23	1,67	+36,6%	3,56	4,72	4,36	-7,7%
Филиал «Карачаево-Черкесскэнерго»	3,16	1,91	2,44	+27,9%	3,07	3,56	2,33	-34,5%
МЭС Юга								
Среднее по ПАО «Россети»								

ГОТОВНОСТЬ К ПРОВЕДЕНИЮ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

Наименование ДЗО/филиала	Собственные ресурсы:												Ресурсы подрядных организаций		
	ВСЕГО			в т.ч. моб. бригад			РИСЭ			в т.ч. передвиж. РИСЭ, шт.					
	бригад	чел.	ед. техн.	бригад	чел.	ед. техн.	< 30 кВт	≥ 30 кВт	Р _Σ ,кВт	< 30 кВт	≥ 30 кВт	Р _Σ ,кВт	бригад	чел.	ед. техн.
Филиал «Карачаево-Черкесскэнерго»	48	285	61	2	8	4	13	2	234,7	13	1	166,7	32	130	26
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	591	2406	674	36	156	67	40	17	1548,2	40	9	840,2	213	670	325
ВСЕГО															

ЗНАЧИМЫЕ АВАРИИ НА ТЕРРИТОРИИ КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКОЙ РЕСПУБЛИКИ В ОЗП 2016/2017 ГОДОВ

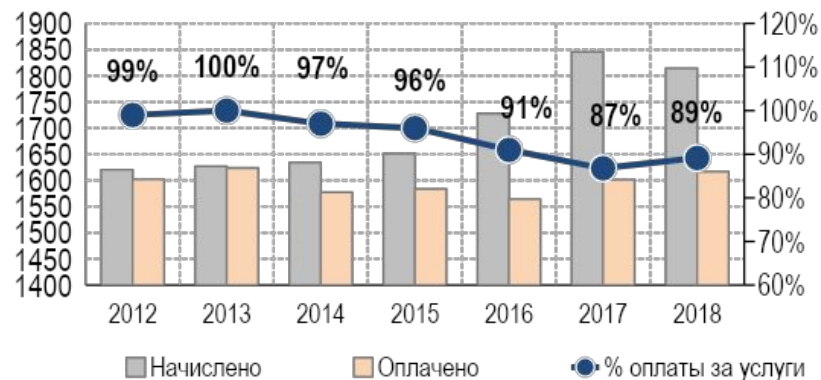
В период ОЗП 2017/2018 гг. крупных аварий на территории Карачаево-Черкесской Республики (филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго») не было.

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



Доля просроченной ДЗ на 01.01.2017 – **57%**
 Доля просроченной ДЗ на 01.01.2018 – **68%**
 Доля просроченной ДЗ на 01.01.2019 – **76%**

УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ



СТРУКТУРА ПРОСРОЧЕННОЙ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ

млн рублей

Организация	Задолженность на 01.01.2019, млн руб.	Просроченная задолженность на 01.01.2019, млн руб.	% оплаты за 2018 год	Динамика задолженность и за 2018 год, млн руб.	Среднемес. начисление за 2018 год млн руб.
ВСЕГО	693,3	525,2	89,1%	164,5	151,1
АО «Распределительная сетевая компания»	375,8	342,3	60,9%	131,2	28,0
ООО «ЭЛКО»	12,6	12,6	-	-	-
Усть-Джегутинское ГМУП «УЖКХ»	3,3	3,3	-	-	-



ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

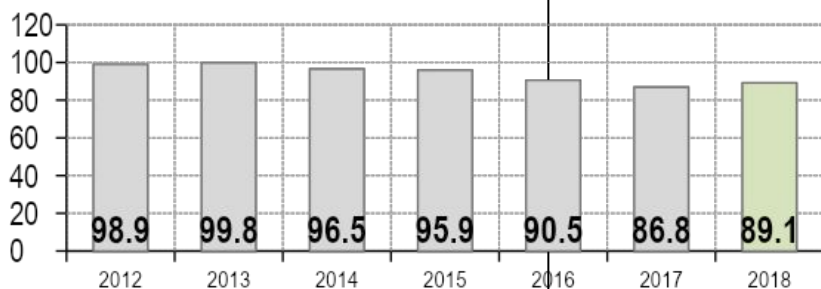


ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ

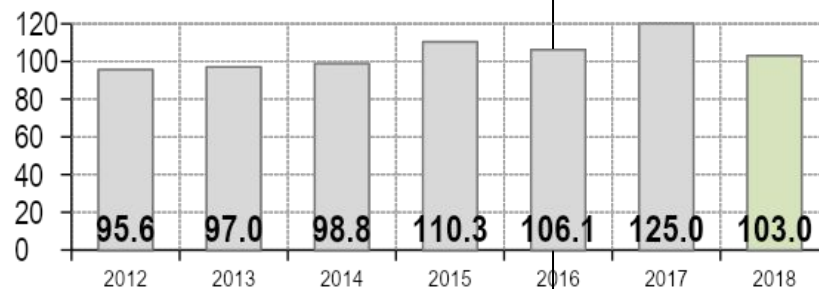


УРОВЕНЬ ОПЛАТЫ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ



2.2. Данные из ежеквартального паспорта региона присутствия филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»- «Карачаево-Черкесскэнерго»

Эксплуатацию электросетевых объектов и технологическое присоединение потребителей на территории Карачаево-Черкесской Республики осуществляют ДЗО ПАО «Россети»:

- объекты распределительных сетей: филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» – «Карачаево-Черкесскэнерго»
- объекты магистральных сетей: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ставропольское ПМЭС (МЭС Юга)

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ставропольское ПМЭС

Подстанции 110-330 кВ, шт.	16
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	5,96
Протяженность ЛЭП 110-330 кВ, тыс. км	2,75

Филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» - «Карачаево-Черкесскэнерго»

Подстанции 35 кВ и выше, шт.	62
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	1,068
ТП 6-35/0,4 кВ, шт.	1 492
Трансформаторная мощность ТП, тыс. МВА	0,298
Протяженность ЛЭП 35 кВ и выше, тыс. км	1,5
Протяженность ЛЭП 0,4-20 кВ, тыс. км	5,44

ПАО «MPCK СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»

- 1 Ставропольский край
- 2 Карачаево-Черкесская Республика
- 3 Кабардино-Балкарская Республика
- 4 Республика Северная Осетия-Алания
- 5 Республика Ингушетия
- 6 Чеченская Республика
- 7 Республика Дагестан



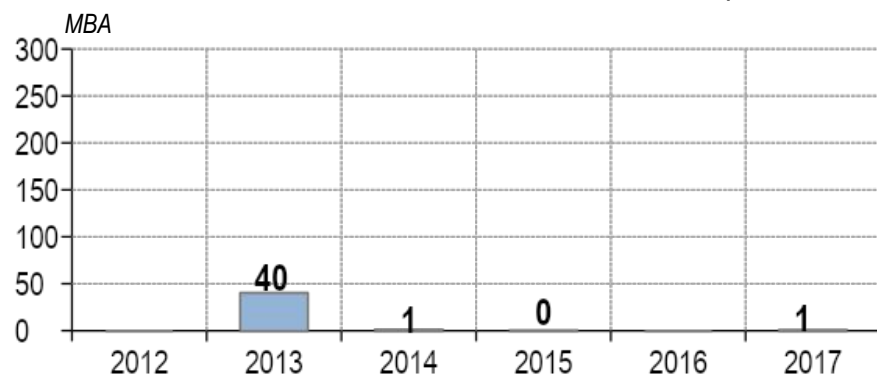
Наименование ДЗО	Утвержденная инвестиционная программа											Ввод в ОФ, Всего 2018-2022
	2013 факт	2014 факт	2015 факт	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план	Всего 2018-2022	
Всего, в том числе:												
Филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» - Карачаево-Черкесскэнерго	479	213	156	81	148	244	111	175	174	0	704	484

ЗНАЧИМЫЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫЕ ОБЪЕКТЫ

Наименование титула	Назначение проекта	Сроки реализации	Статус исполнения	Проектная мощность		Полная стоимость млн. руб.
				кМ	МВА	
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ						
Реконструкция ПС 110 кВ «Южная»	Обеспечение возможности присоединения дополнительных мощностей в г. Черкесске Карачаево-Черкесской Республики.	2011-2019	Реализуется	-	80	470,01
Реконструкция ПС 110 кВ «Преградная»	ПС Преградная построена и введена в эксплуатацию в 1969 году. Оборудование ПС отработало свой нормативный срок. ПС является основным питающим центром Урупского района, на территории которого находится Медногорский горнообогатительный комбинат.	2011-2023	Реализуется	-	50	334,26

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ

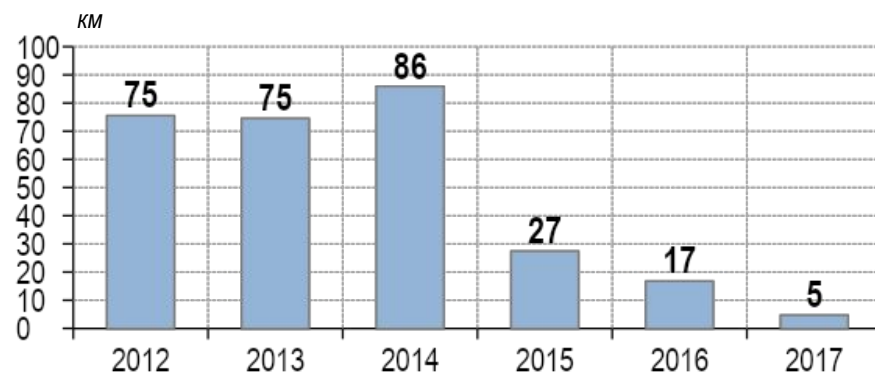
ДИНАМИКА ВВОДА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ



42

ввод трансформаторной мощности в 2012-2017 годах, МВА

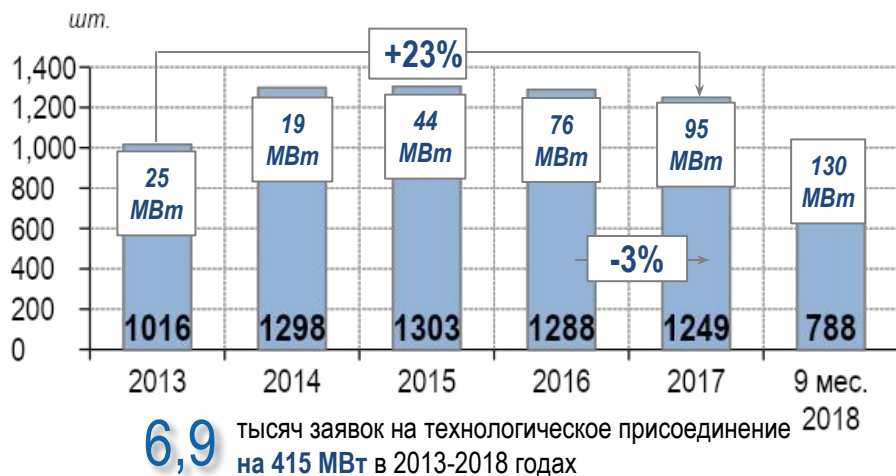
ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ



285

ввод линий электропередачи в 2012-2017 годах, км

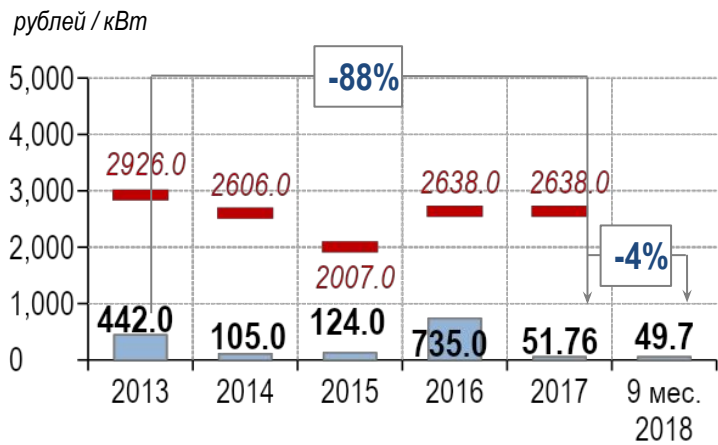
ЗАЯВКИ НА ТП



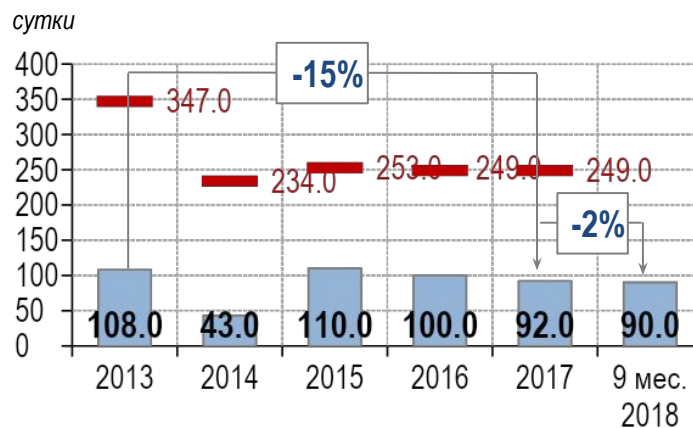
ИСПОЛНЕНО ДОГОВОРОВ ТП



СТОИМОСТЬ ТП



СРОКИ ТП ДО 150 КВТ



— XX Среднее значение в ПАО «Россети»

ДЕЙСТВУЮЩИЕ ДОГОВОРЫ ТП НА 30.09.2018

279 Договоров ТП на **10 МВт**

ПРОСРОЧЕННЫЕ
122 Договоров ТП на **2 МВт**

ДИНАМИКА ФАКТИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ПО НАСЕЛЕНИЮ И МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ В РАМКАХ ЛЬГОТНОГО ТП ФИЛИАЛА ПАО «МРСК СЕВЕРНОГО КАВКАЗА» – «КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКЭНЕРГО»



ЗАГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ

Центры питания 35 кВ и выше			Центры питания 35 кВ и выше, без ограничений по ТП на 31.10.2018				Центры питания 35 кВ и выше, с ограничением по ТП на 31.10.2018			
Количество центров	Суммарная установленная мощность	Суммарная мощность в час максимума нагрузки	по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров		по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров	
			шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА
62	1043,3	217,47	61	348,88	60	340,75	1	0,93	2	1,57

* Прирост мощности по заключенным договорам и актам ТП приведен нарастающим итогом к базисному 2012 году

Заявитель: ООО «Южэнергострой» (24,9 МВт)

Место нахождения: Карачаево-Черкесская Республика, Усть-Джегутинский район, ст. Красногорская (вновь сооружаемая Нижне-Красногорская МГЭС)

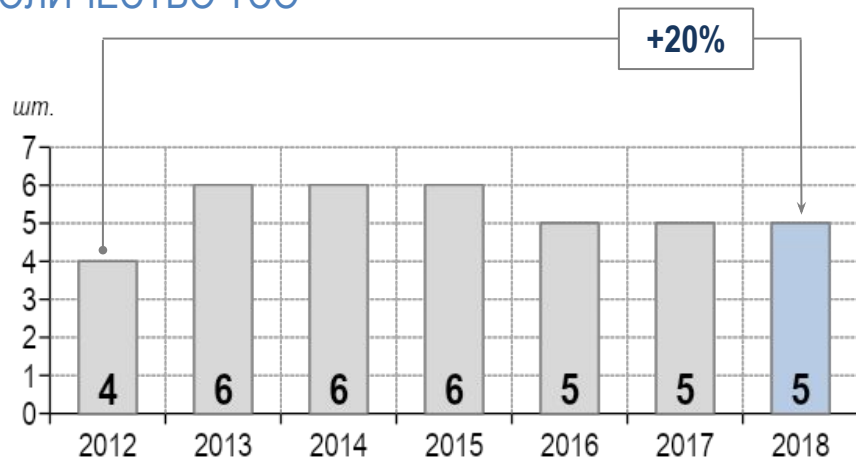
Точки присоединения: конечная опора отпайки от КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42), конечная опора отпайки от КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143).

Заявка: от 30.11.2017

Мероприятия, выполняемые сетевой организацией: Сооружение отпайки от опоры №184 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Южная с отпайками (Л-42) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км. Сооружение отпайки от опоры №55 КВЛ 110 кВ Зеленчукская ГАЭС – Ток Москвы (Л-143) до ОРУ 110 кВ Нижне-Красногорской МГЭС ориентировочной протяженностью 2 км.

Текущий статус выполнения мероприятий: Материалы направлены в Главное управление по тарифам и ценам Карачаево-Черкесской Республики для утверждения размера платы за технологическое присоединение.

КОЛИЧЕСТВО ТСО



ДОЛЯ РЫНКА ПО НВВ ФИЛИАЛА



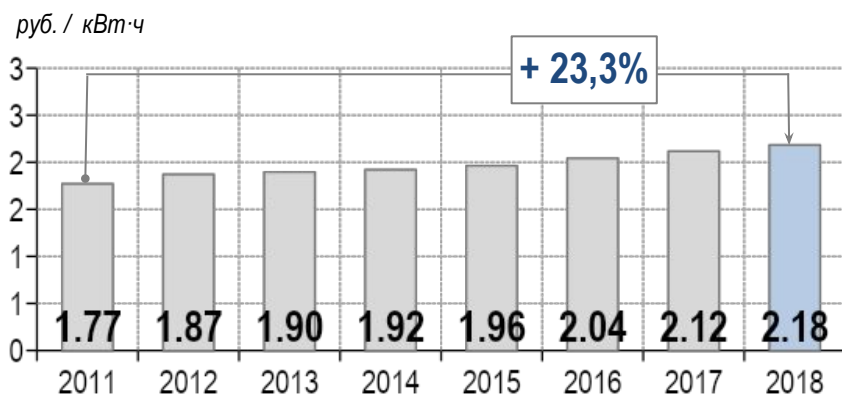
ОБЪЕМЫ КОНСОЛИДАЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ АКТИВОВ

Аренда электросетевых объектов (ежегодный объем)

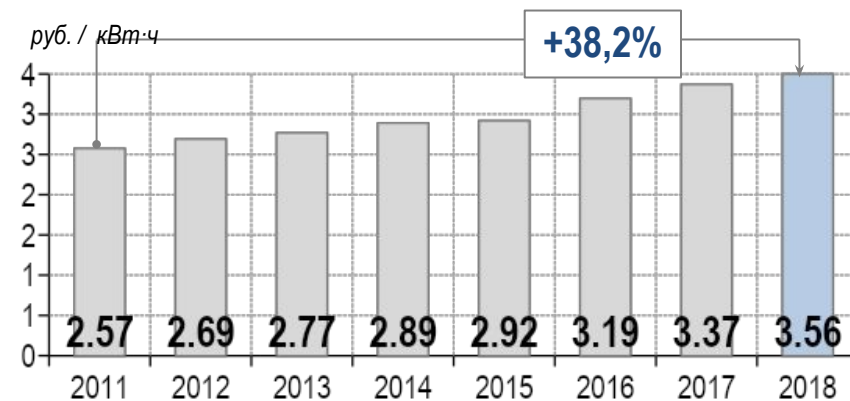


В период с 2012 г. по ноябрь 2018 г. консолидация в иных формах не осуществлялась

СРЕДНИЙ ТАРИФ НА ПЕРЕДАЧУ



СРЕДНИЙ КОНЕЧНЫЙ ТАРИФ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ



Филиал «Карачаево-Черкесскэнерго». Метод регулирования – индекс. Период 2018-2022 годы. Средний тариф на передачу электрической энергии вырос с 2011 года на 23,3% и составляет 2,18 рубля за кВтч. Средний конечный тариф на электроэнергию увеличился на 38,2% относительно 2011 года – до 3,56 рублей за кВт.ч.

млн. рублей

Показатели	Факт	Факт	Факт	Факт	Факт	Бизнес-план	Бизнес-план	Факт
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	9 месяцев 2018	
Выручка	1 387	1 389	1 406	1 480	1 570	1 655	1 195	1 121
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	1 378	1 385	1 399	1 464	1 564	1 651	1 192	1 117
<i>от технологического присоединения</i>	5	1	2	10	2	1	1	0
Себестоимость продукции (услуг) с учетом управленческих и коммерческих расходов	1 211	1 260	1 265	1 362	1 559	1 668	1 222	1 151
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	1 196	1 245	1 263	1 356	1 555	1 663	1 219	1 147
<i>от технологического присоединения</i>	3	1	1	4	5	3	2	4
Чистая прибыль/Убыток	39	45	-14	-3	-129	-31	-37	-101
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	46	56	-18	-11	-130	-31	-37	-101
<i>от технологического присоединения</i>	2	0	1	5	-2	0	0	-3
Долг (на конец периода)	904	1 016	1 146	438	504	4	131	307
Средневзвешенная ставка заимствования	-	-	-	-	-	-	-	-
ЕБИТДА	376	373	257	290	65	120	75	23
Долг/ЕБИТДА	2	3	4	2	8	0,0		
Финансирование ИПР	479	213	156	81	148	148	41	101

КАБАРДИНО-БАЛКАРСКАЯ РЕСПУБЛИКА



Административный центр – г. Нальчик

Врио Главы Республики – Коков Казбек Валерьевич
(д.р. – 20.07.1973 г.)

Площадь, тыс. км ²	12,47
Население, тыс. человек	865,8
<i>Плотность населения, чел. / км²</i>	69,2
Валовой региональный продукт, млрд руб.	125,4
<i>На душу населения, тыс. руб.</i>	145,6
Доходы региона, млрд руб.	31,2
Расходы региона, млрд руб.	34,1
Рейтинг социально-экономического положения (по оценке РИА Новости)	81

Доступность электросетевой инфраструктуры, 2018

Закрытые центры питания, шт.	12 из 73 (16,4%)
<i>дефицит мощности, МВА</i>	22,29
Центры обслуживания клиентов, шт.	0
<i>общее количество обращений, тыс.</i>	8,169

Технологическое присоединение

<i>длительность ТП до 150 кВт, дни</i>	89 (0%)
<i>средняя стоимость ТП до 150 кВт, руб. / кВт</i>	167 (↓33%)

За 3 квартала 2018 года в рамках технологического присоединения:

- подано **1 072** заявки на **27** МВт, отозвано на **0** МВт
- заключено **1 049** договоров на **21** МВт
- выполнено **753** договоров на **15** МВт

По итогам 2017 года*:

Выработка электроэнергии
0,512 млрд кВт·ч (↑ 0,16%)

Потребление
1,691 млрд кВт·ч (↑ 0,6%)

Пиковая мощность потребления
316 МВт

Установленная мощность
209,84 МВт

Структура потребления



Расчеты на рынках электроэнергии и мощности*

Розничный рынок электроэнергии

Объем задолженности за услуги по передаче электрической энергии на 01.01.2019, млн. руб. **2083,2**

уровень оплаты за услуги по передаче электрической энергии за 2018, % **93**

Тарифное регулирование, 2018

Метод долгосрочной индексации (2018 - 2022)

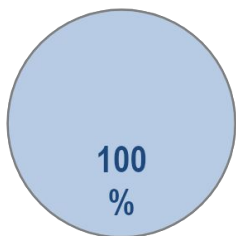
Цена электроэнергии для конечных потребителей на розничных рынках электроэнергии в 2018 году, руб./ МВт·ч	3 671(0%)
Средний «котловой» тариф на услуги по передаче электроэнергии, руб./ МВт·ч	2 351(↓3%)
НВВ «котла» региона, млн руб.	2 584 (6%)
Собственная НВВ филиала «Каббалкэнерго», млн руб.	1 636(0%)
<i>НВВ филиала «Каббалкэнерго»/у.е., тыс. руб.</i>	38,1
Услуги ТСО, млн. руб.	693 (↑26%)
<i>НВВ крупных ТСО / у.е., тыс. руб.</i>	55,6

* В соответствии с данными сводного прогнозного баланса электроэнергии и мощности на 2016 год

↑ ↓ - изменение относительно предыдущего периода

Генерация

Установленная мощность
209,84 МВт



■ ПАО «РусГидро» ■ 209,84 МВт

ТСО

НВВ крупных ТСО / у.е. в среднем составляет
59 тыс. рублей

На территории Кабардино-Балкарской Республики помимо MPSC осуществляют деятельность 5 ТСО (доля рынка по НВВ – 27%)

Крупнейшая ТСО:

МУП «Каббалккомунэнерго»:

- доля рынка по НВВ – 17%
- НВВ – 438 млн рублей
- НВВ / у.е. – 66 тыс. рублей

ОАО «Городские электрические сети» г. Прохладного:

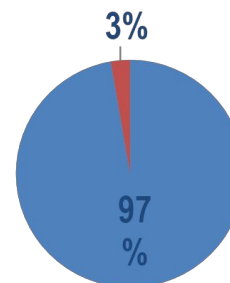
- доля рынка по НВВ – 5%
- НВВ – 117 млн рублей
- НВВ / у.е. – 36 тыс. рублей

МУП «Чегемэнерго»:

- доля рынка по НВВ – 3%
- НВВ – 76 млн рублей
- НВВ / у.е. – 76 тыс. рублей

Сбытовые компании

Просроченная задолженность* за услуги по передаче **36,7 млн рублей** на 01.01.2019



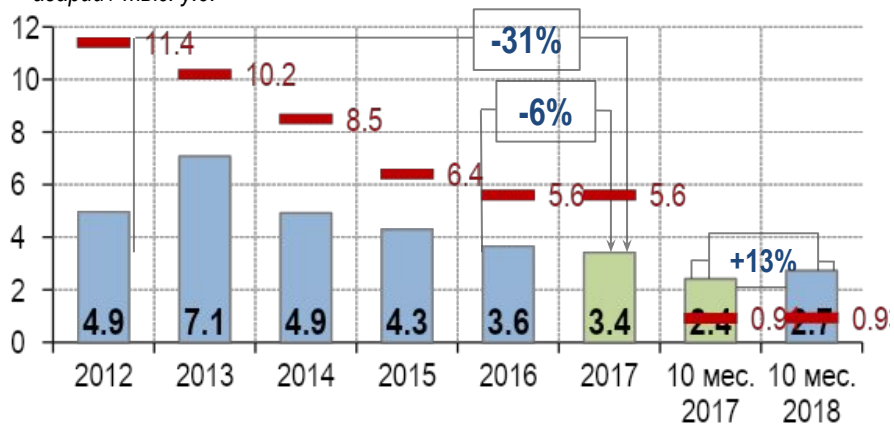
■ Каббалкэнерго, ПАО ■ 35,7 млн руб.
■ ЭСО ■ 1,0 млн. руб. ■

Крупные потребители

- МУП «Водоканал» г. Нальчик
- МУП «Нальчикская теплоснабжающая компания»
- ФГБУ «Центральное Жилищно-Коммунальное управление по ЮВО»
- ООО «Нальчинский молочный комбинат»

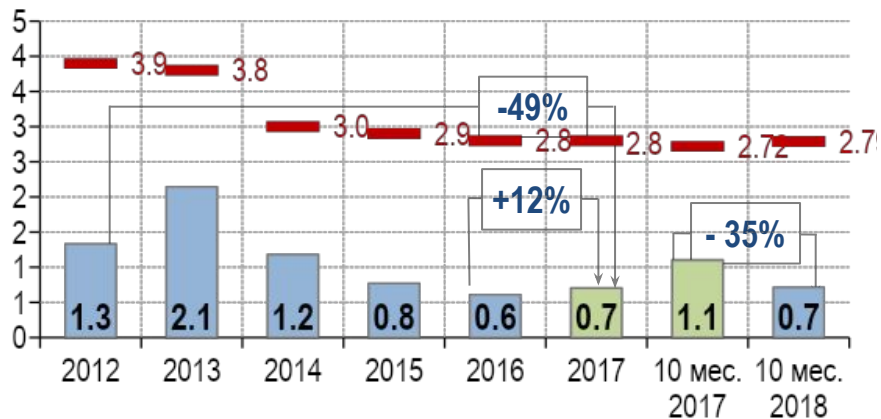
УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ

аварий / тыс. у.е.



СРЕДНЯЯ ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

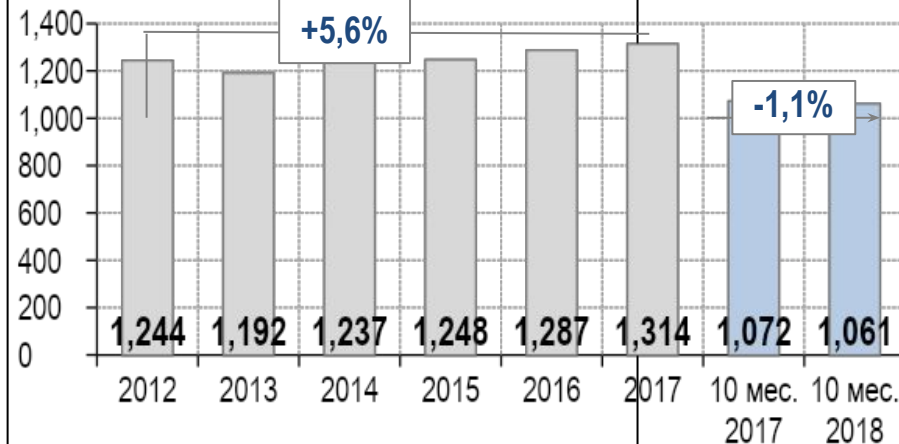
час



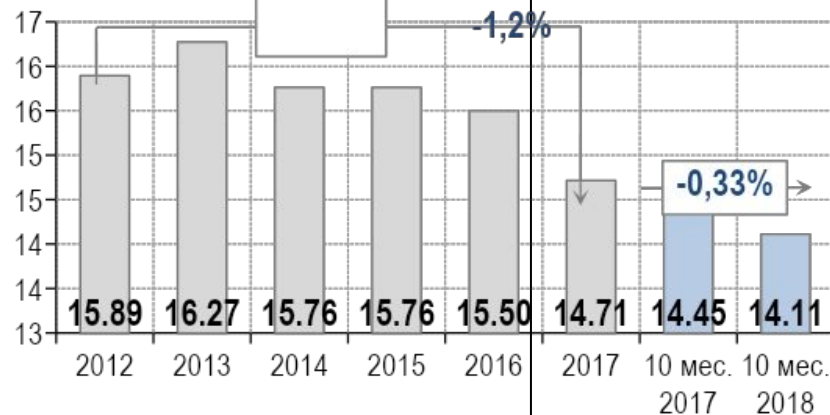
— XX Среднее з

ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ

млн. кВт·ч



ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



Филиал / управляемое Общество	Удельная аварийность, аварий/тыс. у.е.				Средняя длительность перерывов электроснабжения потребителей, ч			
	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	1,90	1,23	1,67	+36,6%	3,56	4,72	4,36	-7,7%
Филиал «Каббалкэнерго»	1,37	1,12	2,36	+110%	0,72	0,62	0,35	-43,4%
МЭС Юга								
Среднее по ПАО «Россети»								

ГОТОВНОСТЬ К ПРОВЕДЕНИЮ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

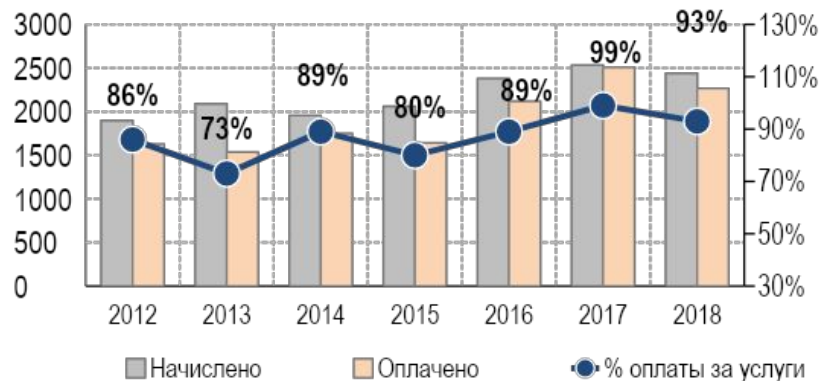
Наименование ДЗО/филиала	Собственные ресурсы:												Ресурсы подрядных организаций		
	ВСЕГО			в т.ч. моб. бригад			РИСЭ			в т.ч. передвиж. РИСЭ, шт.					
	бригад	чел.	ед. техн.	бригад	чел.	ед. техн.	< 30 кВт	≥ 30 кВт	Р _Σ ,кВт	< 30 кВт	≥ 30 кВт	Р _Σ ,кВт	бригад	чел.	ед. техн.
Филиал «Каббалкэнерго»	23	92	28	3	12	4	11	1	145,9	11	0	45,9	19	75	32
ПАО «MPCK Северного Кавказа» ВСЕГО	591	2406	674	36	156	67	40	17	1548,2	40	9	840,2	213	670	325

ЗНАЧИМЫЕ АВАРИИ НА ТЕРРИТОРИИ КАБАРДИНО-БАЛКАРСКОЙ РЕСПУБЛИКИ В ОЗП 2016/2017 ГОДОВ

В период ОЗП 2017/2018 гг. крупных аварий на территории Кабардино-Балкарской Республики (филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» - «Каббалкэнерго») не было.

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ



Доля просроченной ДЗ на 01.01.2017 – **94%**
 Доля просроченной ДЗ на 01.01.2018 – **88%**
 Доля просроченной ДЗ на 01.01.2019 – **89%**

ОСНОВНЫЕ ДОЛЖНИКИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2019

млн рублей

Организация	Задолженнос ть на 01.01.2019, млн руб.	Просроченная задолженность на 01.01.2019, млн руб.	% оплаты за 2018 год	Динамика задолженност и за 2018 год, млн руб.	Среднемес. начисление за 2018 год млн руб.
ВСЕГО	2083,2	1847,4	93%	168,5	203,0
ОАО «НГЭК»	897,1	897,1	0%	-	-
МУП «Каббалккоммунэнерго»	781,4	709,1	92,7%	50,5	57,6
МУП «Чегемэнерго»	195,3	188,8	0%	72,7	6,0

СТРУКТУРА ПРОСРОЧЕННОЙ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ



ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ

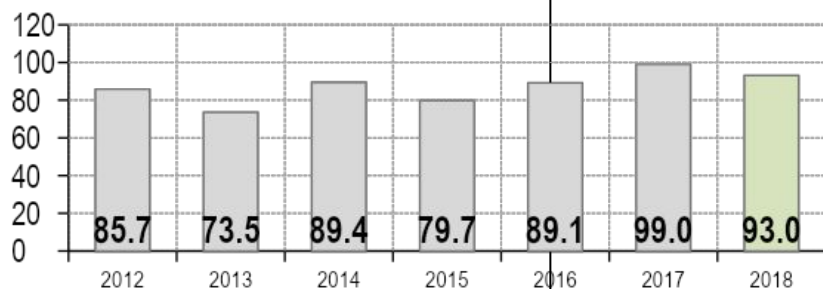


■ Задолженность, всего

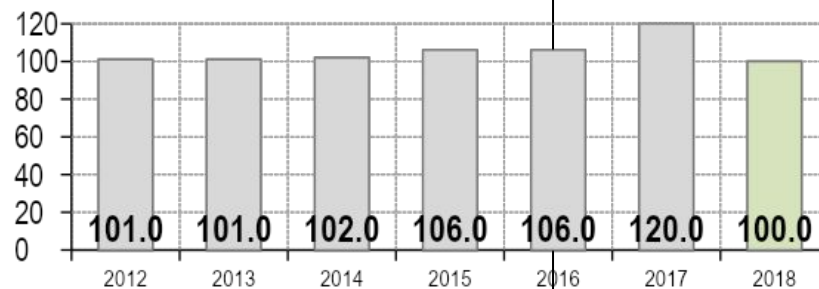
■ В т.ч. просроченная

УРОВЕНЬ ОПЛАТЫ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ





ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
MPCK
СЕВЕРНОГО КАВКАЗА



РОССЕТИ

85

2.2. Данные из ежеквартального паспорта региона присутствия филиала ПАО «MPCK Северного Кавказа»- «Каббалкэнерго»

Эксплуатацию электросетевых объектов и технологическое присоединение потребителей на территории Кабардино-Балкарской Республики осуществляют ДЗО ПАО «Россети»:

- объекты распределительных сетей: филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» - «Каббалкэнерго»
- объекты магистральных сетей: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ставропольское ПМЭС (МЭС Юга)

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ставропольское ПМЭС

Подстанции 110-330 кВ, шт.	16
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	5,96
Протяженность ЛЭП 110-330 кВ, тыс. км	2,75

Филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» - «Каббалкэнерго»

Подстанции 35 кВ и выше, шт.	74
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	1,104
ТП 6-35/0,4 кВ, шт.	2 069
Трансформаторная мощность ТП, тыс. МВА	0,442
Протяженность ЛЭП 35 кВ и выше, тыс. км	1,3
Протяженность ЛЭП 0,4-20 кВ, тыс. км	7,10

ПАО «MPCK СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»

- 1 Ставропольский край
- 2 Карачаево-Черкесская Республика
- 3 Кабардино-Балкарская Республика
- 4 Республика Северная Осетия-Алания
- 5 Республика Ингушетия
- 6 Чеченская республика
- 7 Республика Дагестан

Кабардино-Балкарский филиал

Ставропольское ПМЭС



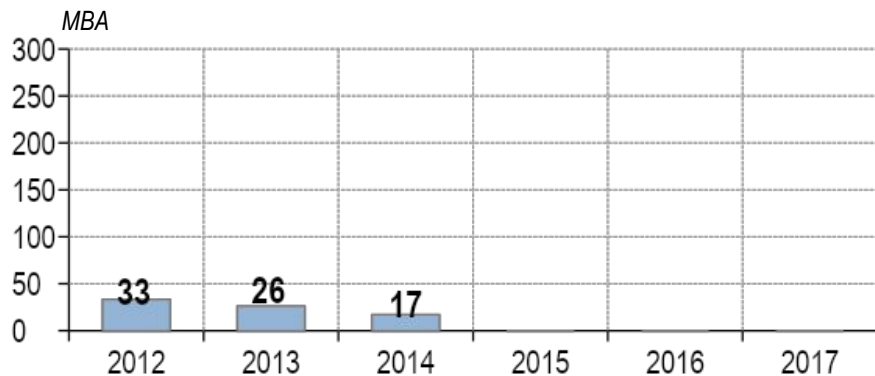
Наименование ДЗО	Утвержденная инвестиционная программа										Ввод в ОФ, Всего 2018-2022	
	2013 факт	2014 факт	2015 факт	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план		Всего 2018-2022
Всего, в том числе:												
Филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» - Каббалкэнерго	593	138	151	76	130	106	90	244	228	0	668	361

ЗНАЧИМЫЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫЕ ОБЪЕКТЫ

Наименование титула	Назначение проекта	Сроки реализации	Статус исполнения	Проектная мощность		Полная стоимость млн. руб.
				км	МВА	
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ						

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ

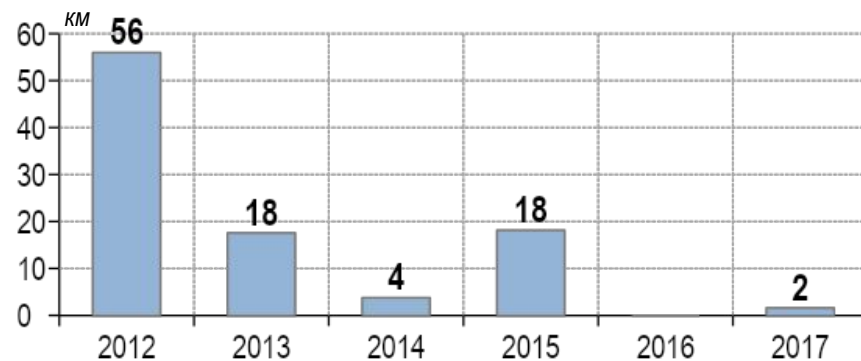
ДИНАМИКА ВВОДА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ



76

**ввод трансформаторной
мощности в 2012-2017 годах, МВА**

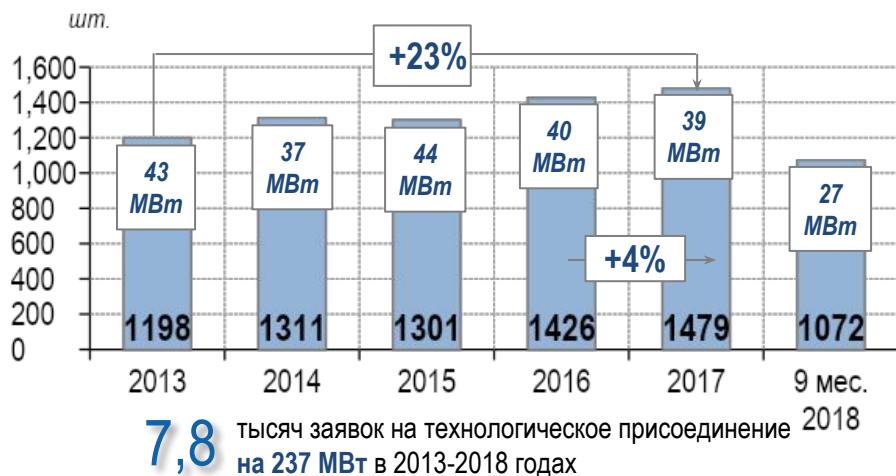
ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ



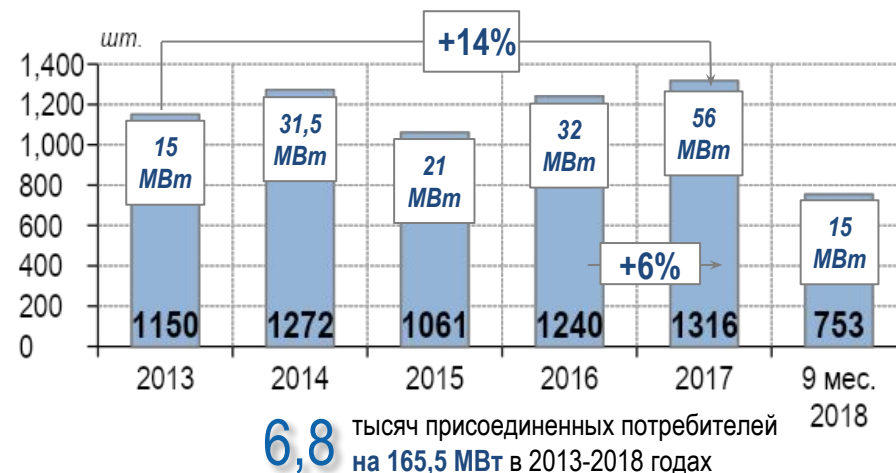
98

**ввод линий электропередачи
в 2012-2017 годах, км**

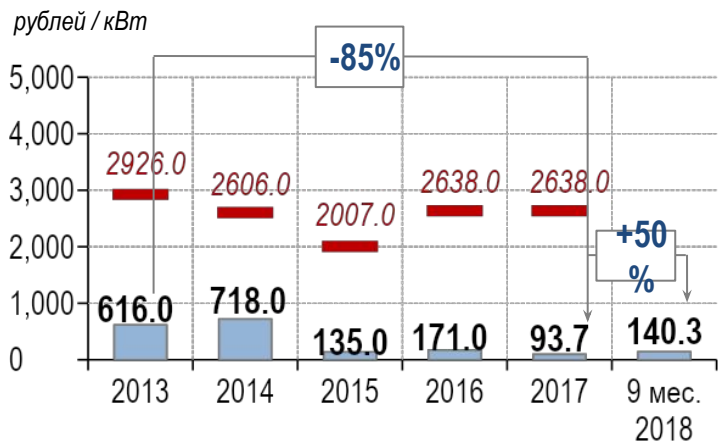
ЗАЯВКИ НА ТП



ИСПОЛНЕНО ДОГОВОРОВ ТП

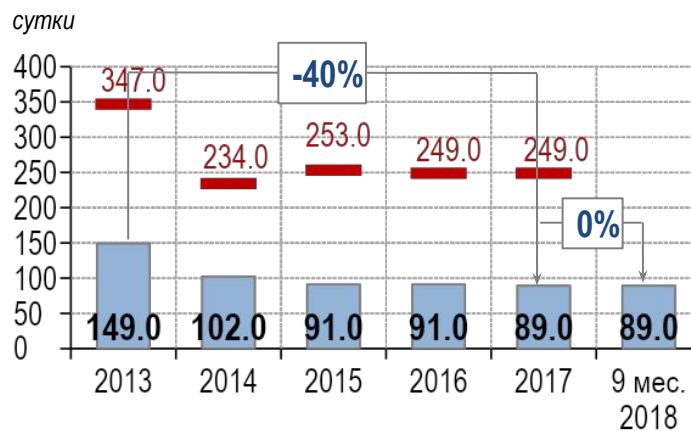


СТОИМОСТЬ ТП



— XX Среднее значение в ПАО «Россети»

ДЕЙСТВУЮЩИЕ ДОГОВОРЫ ТП НА 30.09.2018



1107 Договоров ТП на **66 МВт**

ПРОСРОЧЕННЫЕ
745 Договоров ТП на **47 МВт**



ЗАГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ

Центры питания 35 кВ и выше			Центры питания 35 кВ и выше, без ограничений по ТП на 31.10.2018				Центры питания 35 кВ и выше, с ограничением по ТП на 31.10.2018			
Количество центров	Суммарная установленная мощность	Суммарная мощность в час максимума нагрузки	по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров		по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров	
			шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА
73	1102,5	327,55	69	312,95	61	273,38	4	5,98	12	22,29

* Прирост мощности по заключенным договорам и актам ТП приведен нарастающим итогом к базисному 2012 году

Заявитель: ООО «Верхнебалкарская МГЭС» (10 МВт)

Место нахождения: Кабардино-Балкарская Республика, Черекский район, в административных границах муниципального образования с.п. Верхняя Балкария, в 8 км выше с.п. Верхняя Балкария (вновь сооружаемая Верхнебалкарская МГЭС)

Точки присоединения: ВЛ 35 кВ Верхнебалкарская МГЭС – Кашхатау на РУ 35 кВ Верхнебалкарской МГЭС.

Заявка: от 30.08.2017

Договор об осуществлении ТП: от 28.02.2018 №155/2018

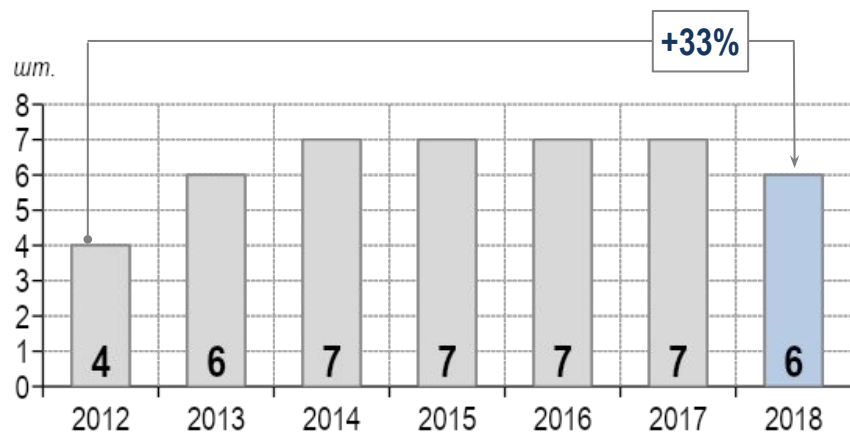
Стоимость по договору: 274,898 млн. руб. (без НДС)

Дата исполнения обязательств по договору: 30.09.2019

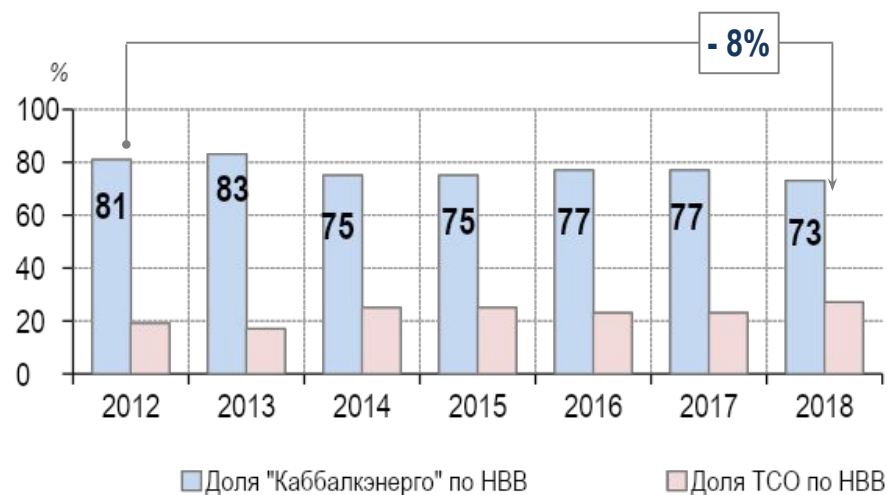
Мероприятия, выполняемые сетевой организацией: Сооружение ВЛ 35 кВ Верхнебалкарская МГЭС – Кашхатау от резервной линейной ячейки на I СШ РУ 35 кВ ПС 110 кВ Кашхатау ориентировочной протяженностью 40 км. Замену на ПС 110 кВ Кашхатау трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА с устройством АРН.

Текущий статус выполнения мероприятий: Выполнение мероприятий со стороны Сетевой организации и Заявителя.

КОЛИЧЕСТВО ТСО



ДОЛЯ РЫНКА ПО НВВ ФИЛИАЛА

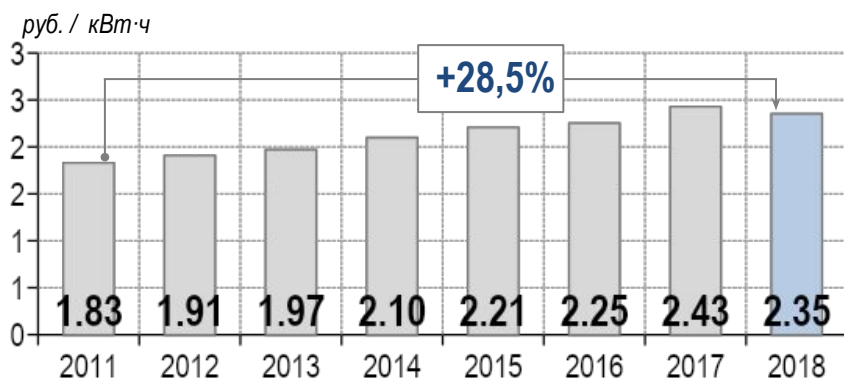


ОБЪЕМЫ КОНСОЛИДАЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ АКТИВОВ

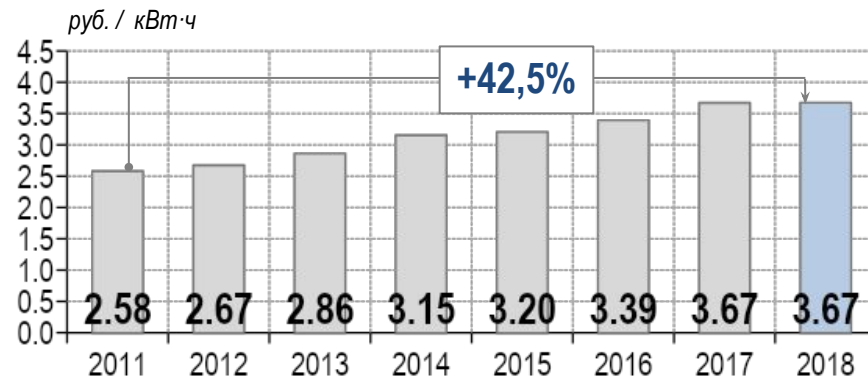


В период с 2012 г. по ноябрь 2018 г. консолидация в иных формах не осуществлялась

СРЕДНИЙ ТАРИФ НА ПЕРЕДАЧУ



СРЕДНИЙ КОНЕЧНЫЙ ТАРИФ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ



Филиал «Каббалкэнерго». Метод регулирования – индекс. Период 2018-2022 годы. Средний тариф на передачу электрической энергии вырос с 2011 года на 28,5% и составляет 2,35 рубля за кВтч. Средний конечный тариф на электроэнергию увеличился на 42,5% относительно 2011 года – до 3,67 рублей за кВт.ч.

млн. рублей

Показатели	Факт	Факт	Факт	Факт	Факт	Бизнес-план	Бизнес-план	Факт
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	9 месяцев 2018	
Выручка	1 782	1 682	1 750	2 026	2 159	2 311	1 664	1 507
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	1 769	1 656	1 743	2 014	2 145	2 305	1 660	1 498
<i>от технологического присоединения</i>	9	23	3	6	5	3	2	2
Себестоимость продукции (услуг) с учетом управленческих и коммерческих расходов	1 434	1 495	1 546	1 708	1 914	2 078	1 529	1 492
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	1 413	1 472	1 543	1 704	1 896	2 071	1 524	1 486
<i>от технологического присоединения</i>	5	5	2	3	8	4	2	6
Чистая прибыль/Убыток	-69	-170	-320	126	-236	-216	-169	-310
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	-61	-171	-323	120	-233	75	29	-314
<i>от технологического присоединения</i>	3	14	0	2	-2	0	0	-4
Долг (на конец периода)	1 235	1 355	1 526	2 013	2 125	842	1 143	946
Средневзвешенная ставка заимствования	-	-	-	-	-	-	-	-
ЕБИТДА	244	89	-96	516	162	37	17	-78
Долг/ЕБИТДА	5	15	-16	4	13	22,9		
Финансирование ИПР	593	138	151	76	130	103	17	26

РЕСПУБЛИКА СЕВЕРНАЯ ОСЕТИЯ-АЛАНИЯ



Административный центр – г. Владикавказ

Глава республики – Битаров Вячеслав
Зелимханович (д.р. – 21.02.1961)

Площадь, тыс. км ²	7,98
Население, тыс. человек	701,8
<i>Плотность населения, чел. / км²</i>	88,1
Валовый региональный продукт, млрд. руб.	127,5
<i>На душу населения, тыс. руб.</i>	181,04
Доходы региона, млрд руб.	26,3
Расходы региона, млрд руб.	26,2
Рейтинг социально-экономического положения (по оценке РИА Новости)	79

По итогам 2017 года*:

Выработка электроэнергии
0,298 млрд кВт·ч (↑ 60%)

Потребление
2,132 млрд кВт·ч (↑ 0,21%)

Пиковая мощность потребления
445 МВт

Установленная мощность
194,8 МВт

Структура потребления



Расчеты на рынках электроэнергии и мощности*

Розничный рынок электроэнергии

Объем задолженности за услуги по передаче электрической энергии на 01.01.2019, млн. руб. **3865,9**

уровень оплаты за услуги по передаче электрической энергии за 2018, % **77%**

Доступность электросетевой инфраструктуры, 2018

Закрытые центры питания, шт.	7 из 77 (9,09%)
<i>дефицит мощности, МВА</i>	9,89
Центры обслуживания клиентов, шт.	1
<i>общее количество обращений, тыс.</i>	8,116

Технологическое присоединение

<i>длительность ТП до 150 кВт, дни</i>	92 (↑3%)
<i>средняя стоимость ТП до 150 кВт, руб. / кВт</i>	186 (↑38%)

За 3 квартала 2018 года в рамках технологического присоединения:

- подано **1 568** заявок на **92** МВт, отозвано на **24** МВт
- заключено **1 252** договоров на **29** МВт
- выполнено **778** договора на **13** МВт

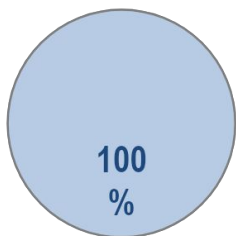
Тарифное регулирование, 2018

Метод долгосрочной индексации (2018 - 2022)

Цена электроэнергии для конечных потребителей на розничных рынках электроэнергии в 2018 году, руб./ МВт·ч	3 935(↑6%)
Средний «котловой» тариф на услуги по передаче электроэнергии, руб./ МВт·ч	2 460(↑7%)
НВВ «котла» региона, млн. руб.	1 734(↓29%)
Собственная НВВ филиала «Севкавказэнерго», млн руб.	1 296(↓34%)
<i>НВВ филиала «Севкавказэнерго»/у.е., тыс. руб.</i>	31,6
Услуги ТСО, млн руб.	185(↓21%)
<i>НВВ крупных ТСО / у.е., тыс. руб.</i>	29,3

Генерация

Установленная мощность
194,8 МВт



■ ПАО «РусГидро» ■ 194,8 МВт

ТСО

НВВ крупных ТСО / у.е. в среднем составляет
35 тыс. рублей

На территории Республики Северная Осетия – Алания помимо MPCK осуществляют деятельность 8 ТСО (доля рынка по НВВ – 11%)

Крупнейшие ТСО:

МУП «Моздокские электрические сети»:

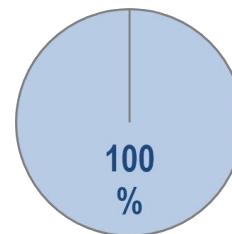
- доля рынка по НВВ – 4%
- НВВ – 67 млн рублей
- НВВ / у.е. – 39 тыс. рублей

ООО «Осетия-Энергосети»:

- доля рынка по НВВ – 1,6%
- НВВ – 27 млн. рублей
- НВВ / у.е. – 30 тыс. рублей

Сбытовые компании

Просроченная задолженность* за услуги по передаче **2 237,9 млн рублей** на 01.01.2019



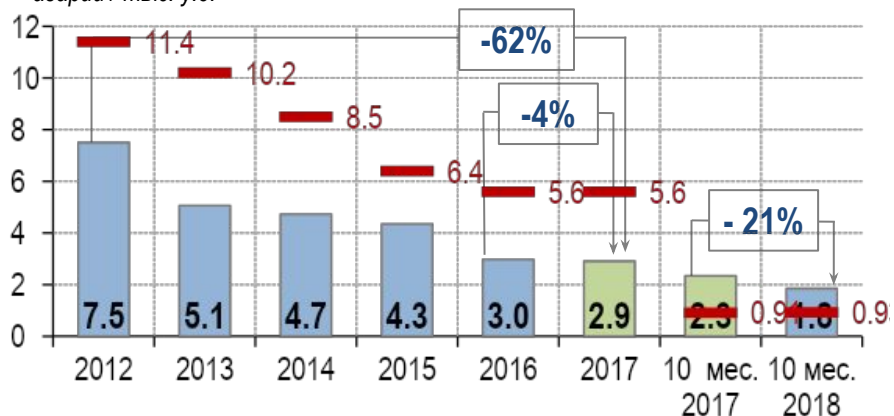
■ ГП ■ 2 237,9 млн.рублей
■ ЭСО ■ 0 млн.рублей

Крупные потребители

- МУП «Владикавказские водопроводные сети»
- ОАО «Владикавказские тепловые сети»
- ФГБУ «Центральное Жилищно-Коммунальное управление по ЮВО»

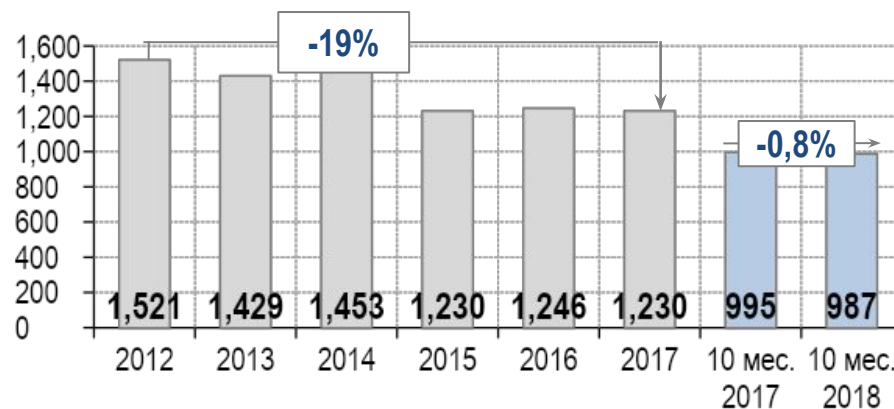
УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ

аварий / тыс. у.е.



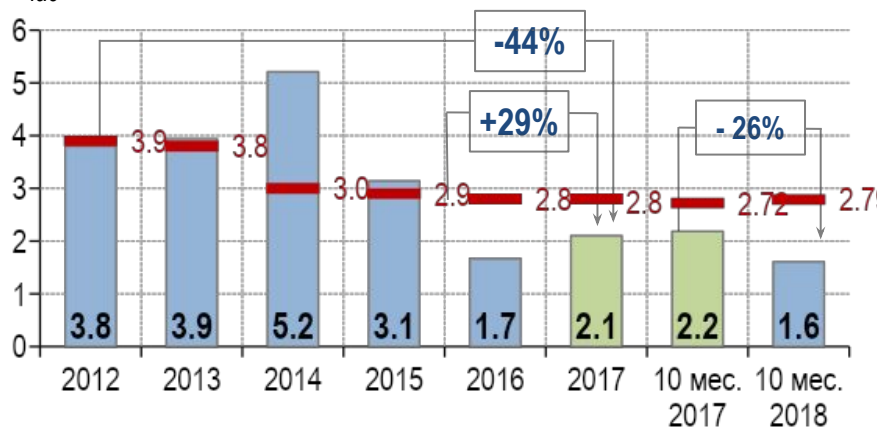
ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ

млн. кВт·ч



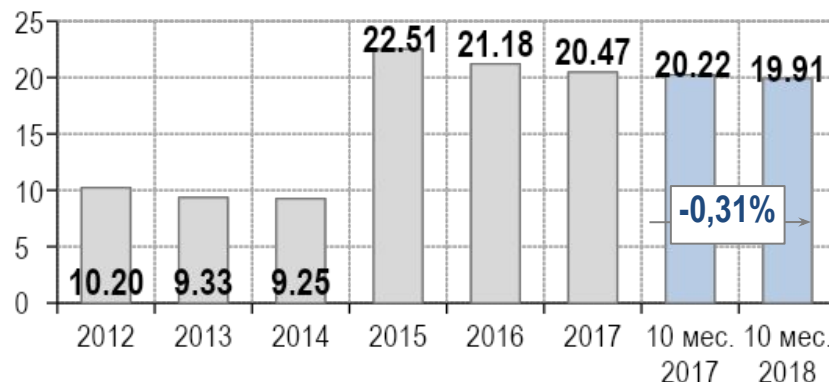
СРЕДНЯЯ ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

час



ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

% от отпуска в сеть



Снижение отпуска электроэнергии потребителям и рост уровня потерь электроэнергии в 2015 году в связи с консолидацией сетей г. Владикавказ и г. Алагир с 01.01.2015

Филиал / управляемое Общество	Удельная аварийность, аварий/тыс. у.е.				Средняя длительность перерывов электроснабжения потребителей, ч			
	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	1,90	1,23	1,67	+36,6%	3,56	4,72	4,36	-7,7%
Филиал «Севкавказэнерго»	0,81	0,90	0,92	+1,7%	2,06	1,32	1,85	+40,2%
МЭС Юга								
Среднее по ПАО «Россети»								

ГОТОВНОСТЬ К ПРОВЕДЕНИЮ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

Наименование ДЗО/филиала	Собственные ресурсы:												Ресурсы подрядных организаций		
	ВСЕГО			в т.ч. моб. бригад			РИСЭ			в т.ч. передвиж. РИСЭ, шт.					
	бригад	чел.	ед. техн.	бригад	чел.	ед. техн.	< 30 кВт	≥ 30 кВт	Р _Σ ,кВт	< 30 кВт	≥ 30 кВт	Р _Σ ,кВт	бригад	чел.	ед. техн.
Филиал «Севкавказэнерго»	17	135	36	1	9	4	0	5	230	0	3	90	10	43	12
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	591	2406	674	36	156	67	40	17	1548,2	40	9	840,2	213	670	325
ВСЕГО															

ЗНАЧИМЫЕ АВАРИИ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ СЕВЕРНАЯ ОСЕТИЯ-АЛАНИЯ В ОЗП 2016/2017 ГОДОВ

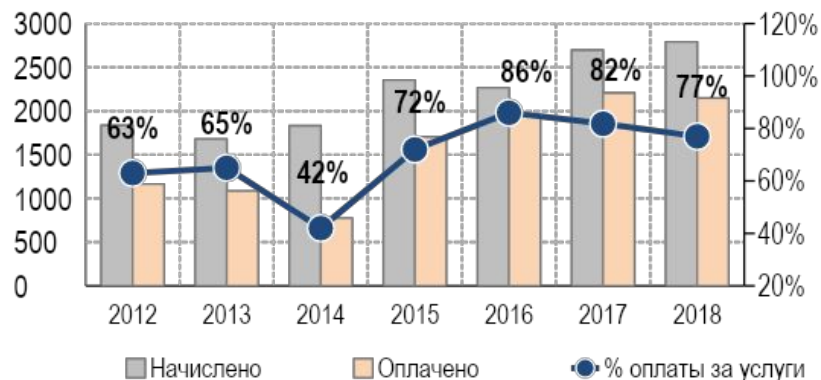
В период ОЗП 2017/2018 гг. крупных аварий на территории Республики Северная Осетия - Алания (филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» - «Севкавказэнерго») не было.

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



Доля просроченной ДЗ на 01.01.2017 – **94%**
Доля просроченной ДЗ на 01.01.2018 – **96%**
Доля просроченной ДЗ на 01.01.2019 – **95%**

УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ



СТРУКТУРА ПРОСРОЧЕННОЙ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ



ОСНОВНЫЕ ДОЛЖНИКИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2019

млн рублей

Организация	Задолженность на 01.01.2019, млн руб.	Просроченная задолженность на 01.01.2019, млн руб.	% оплаты за 2018 год	Динамика задолженности и за 2018 год, млн руб.	Среднемес. начисление за 2018 год млн руб.
ВСЕГО	3865,9	3682,3	77%	663,2	232,4
МУП «Ардонские инженерные сети»	212,0	210,3	16%	19,5	2,3
ООО «Осетия- Энергосети»	303,0	298,4	0%	52,7	5,3
МУП «Моздокские электрические сети»	33,3	29,8	184%	-28,9	3,5

ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

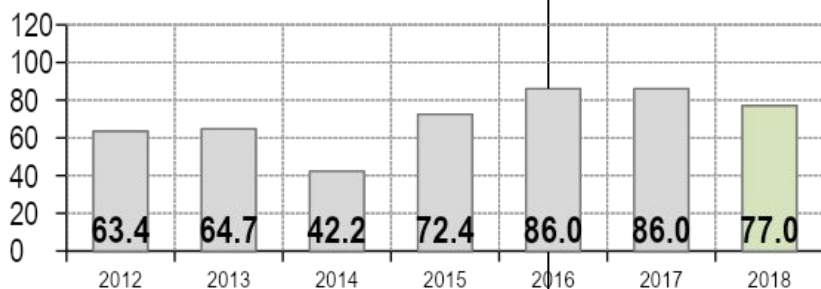


ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ

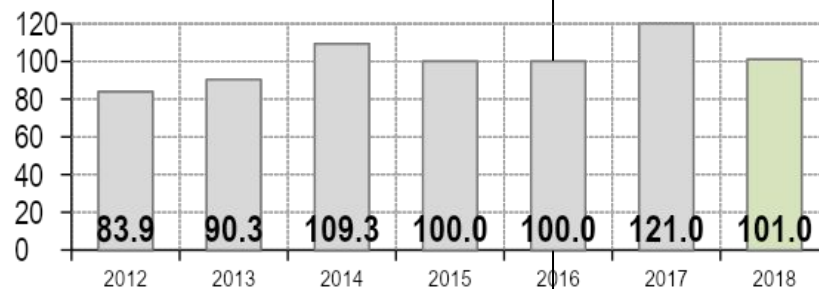


УРОВЕНЬ ОПЛАТЫ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ



2.2. Данные из ежеквартального паспорта региона присутствия филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» – «Севкавказэнерго»

Эксплуатацию электросетевых объектов и технологическое присоединение потребителей на территории Республики Северная Осетия – Алания осуществляют ДЗО ПАО «Россети»:

- объекты распределительных сетей: филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» - «Севказэнерго»
- объекты магистральных сетей: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ставропольское ПМЭС (МЭС Юга)

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ставропольское ПМЭС

Подстанции 110-330 кВ, шт.	16
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	5,96
Протяженность ЛЭП 110-330 кВ, тыс. км	2,75

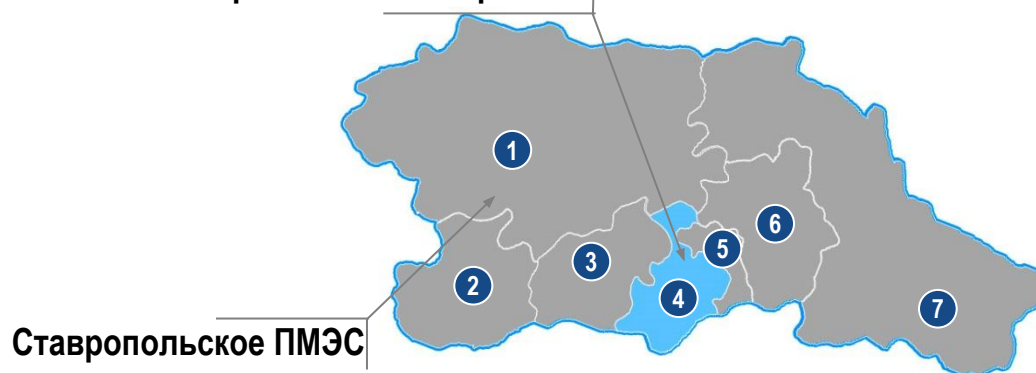
Филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» - «Севказэнерго»

Подстанции 35 кВ и выше, шт.	77
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	1,43
ТП 6-35/0,4 кВ, шт.	1 684
Трансформаторная мощность ТП, тыс. МВА	0,50
Протяженность ЛЭП 35 кВ и выше, тыс. км	1,33
Протяженность ЛЭП 0,4-20 кВ, тыс. км	6,2

ПАО «MPCK СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»

- 1 Ставропольский край
- 2 Карачаево-Черкесская Республика
- 3 Кабардино-Балкарская Республика
- 4 **Республика Северная Осетия-Алания**
- 5 Республика Ингушетия
- 6 Чеченская Республика
- 7 Республика Дагестан

Северо-Осетинский филиал



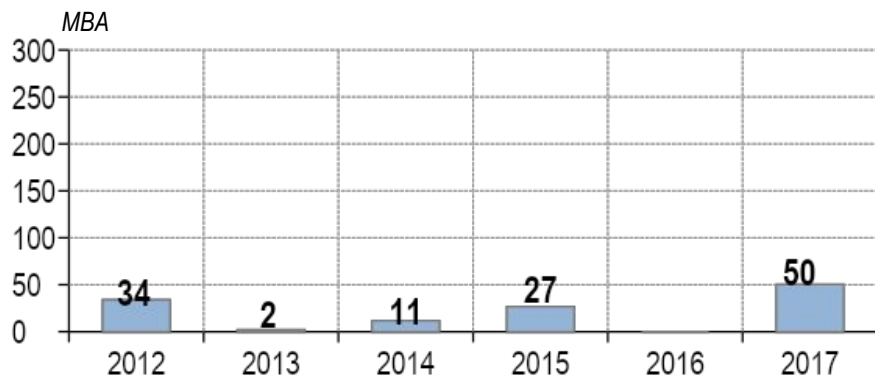
Наименование ДЗО	Утвержденная инвестиционная программа											Ввод в ОФ, Всего 2018-2022	
	2013 факт	2014 факт	2015 факт	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план	Всего 2018-2022		
Всего, в том числе:													
Филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» - Севкавказэнерго	398	115	162	210	504	12	6	6	0	0	24	20	

ЗНАЧИМЫЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫЕ ОБЪЕКТЫ

Наименование титула	Назначение проекта	Сроки реализации	Статус исполнения	Проектная мощность		Полная стоимость млн. руб.
				кМ	МВА	
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ						
Строительство ПС 110/6 кВ «Парковая»	Обеспечение возможности технологических присоединений энергопринимающих устройств потребителей строящегося микрорайона в г. Владикавказ (20 000 потребителей)	2011-2017	Реализуется	0,7	50	350,80

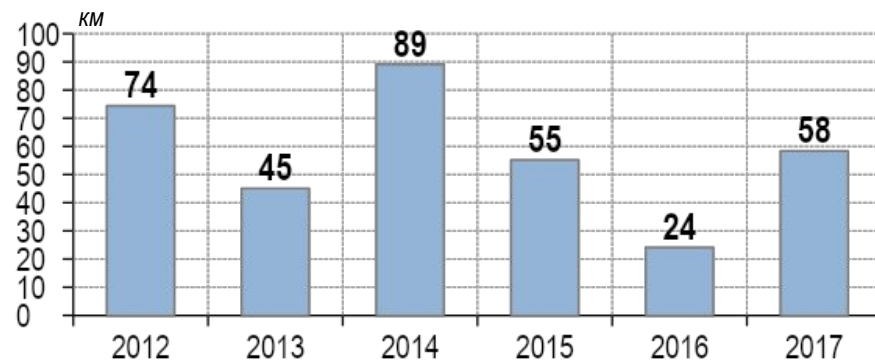
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ

ДИНАМИКА ВВОДА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ



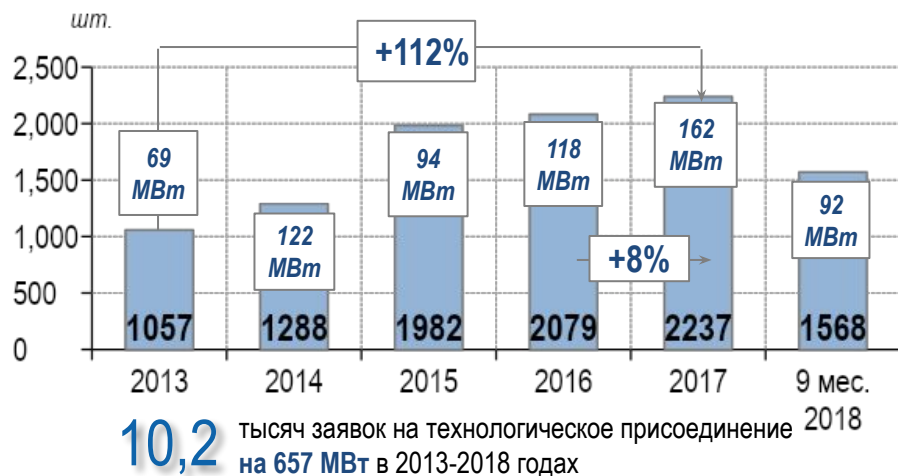
124 ввод трансформаторной мощности в 2012-2017 годах, МВА

ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

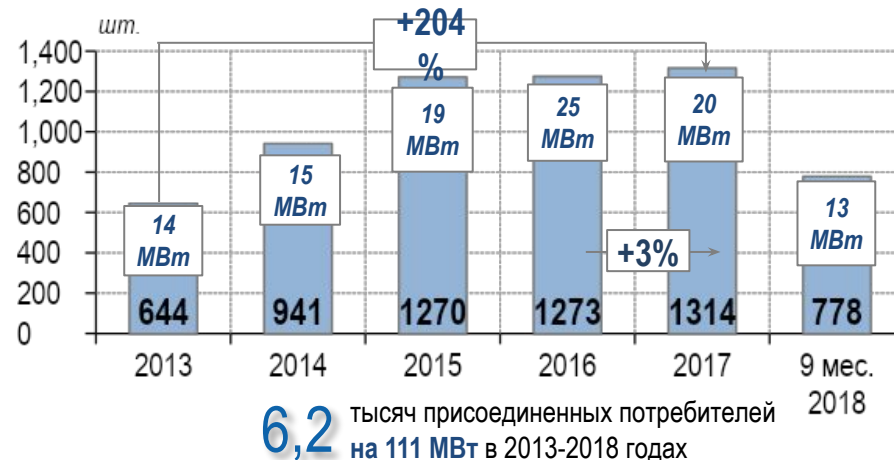


345 ввод линий электропередачи в 2012-2017 годах, км

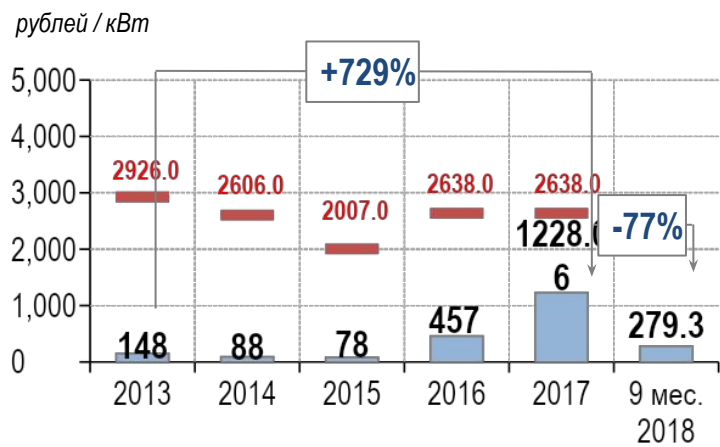
ЗАЯВКИ НА ТП



ИСПОЛНЕНО ДОГОВОРОВ ТП

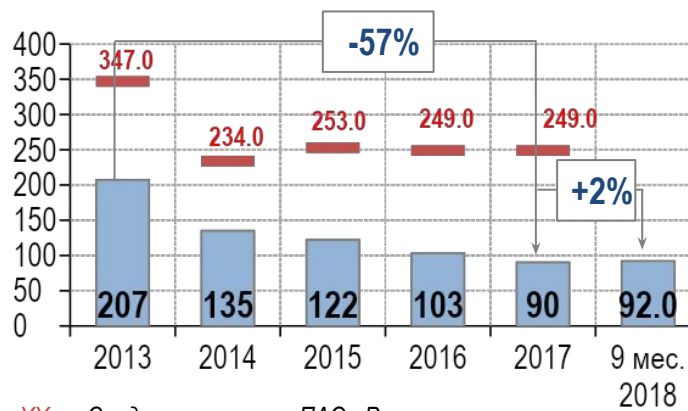


СТОИМОСТЬ ТП



СРОКИ ТП ДО 150 КВТ

сутки



— XX Среднее значение в ПАО «Россети»

ДЕЙСТВУЮЩИЕ ДОГОВОРЫ ТП НА 30.09.2018

2 412 Договоров ТП на **137 МВт**

ПРОСРОЧЕННЫЕ
1 952 Договоров ТП на **95 МВт**



ЗАГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ

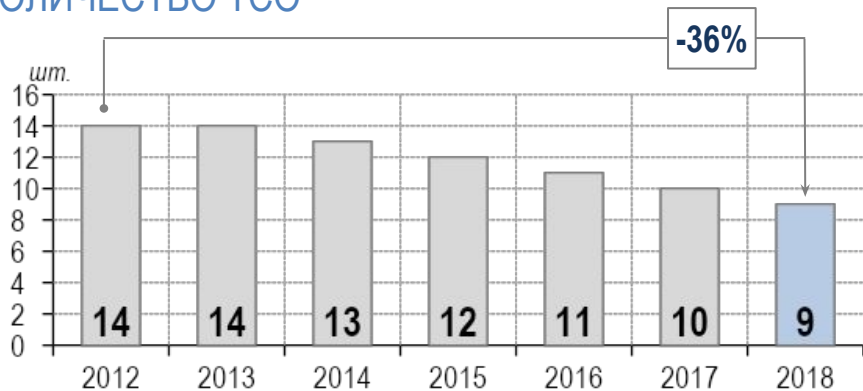
Центры питания 35 кВ и выше			Центры питания 35 кВ и выше, без ограничений по ТП на 31.10.2018				Центры питания 35 кВ и выше, с ограничением по ТП на 31.10.2018			
Количество центров	Суммарная установленная мощность	Суммарная мощность в час максимума нагрузки	по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров		по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров	
			шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА
77	1430	290,7	75	511,15	70	397,83	2	1,16	7	9,89

* Прирост мощности по заключенным договорам и актам ТП приведен нарастающим итогом к базисному 2012 году



Крупные проекты ТП отсутствуют

КОЛИЧЕСТВО ТСО



ДОЛЯ РЫНКА ПО НВВ ФИЛИАЛА



ОБЪЕМЫ КОНСОЛИДАЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ АКТИВОВ

Аренда электросетевых объектов (ежегодный объем)



Безвозмездное пользование (ежегодный объем)



С 2012 г. по ноябрь 2018 гг. приобретение электросетевых объектов не осуществлялось

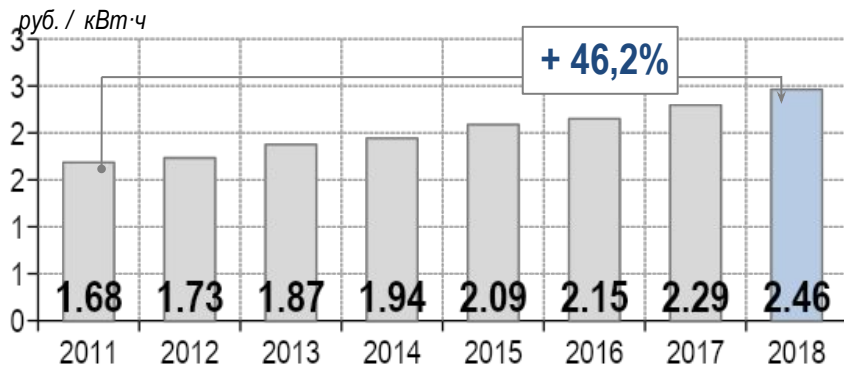


ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
MPCK
СЕВЕРНОГО КАВКАЗА

ТАРИФНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

В ФИЛИАЛЕ ПАО «MPCK СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»-«СЕВКАВКАЗЭНЕРГО»

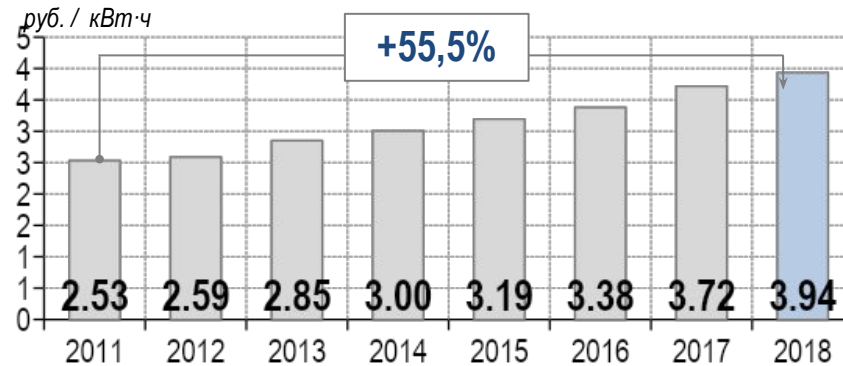
СРЕДНИЙ ТАРИФ НА ПЕРЕДАЧУ



РОССЕТИ

112

СРЕДНИЙ КОНЕЧНЫЙ ТАРИФ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ



Филиал «Севкавказэнерго». Метод регулирования – индекс. Период 2018-2022 годы. Средний тариф на передачу электрической энергии вырос с 2011 года на 46,2% и составляет 2,46 рубля за кВт.ч. Средний конечный тариф на электроэнергию увеличился на 55,5% относительно 2011 года – до 3,94 рублей за кВт.ч.

млн. рублей

Показатели	Факт	Факт	Факт	Факт	Факт	Бизнес-план	Бизнес-план	Факт
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	9 месяцев 2018	
Выручка	1 431	1 559	2 004	1 945	2 319	2 453	1 171	1 165
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	1 423	1 550	1 992	1 921	2 285	2 444	1 167	1 158
<i>от технологического присоединения</i>	2	1	1	11	25	3	1	3
Себестоимость продукции (услуг) с учетом управленческих и коммерческих расходов	1 179	1 244	1 840	1 958	2 244	2 449	1 223	1 116
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	1 166	1 228	1 837	1 955	2 235	2 442	1 219	1 112
<i>от технологического присоединения</i>	1	1	1	1	8	2	2	4
Чистая прибыль/Убыток	-246	-258	-901	-135	0	-617	-339	-298
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	-240	-250	-909	-152	-20	-618	-338	-298
<i>от технологического присоединения</i>	1	1	1	8	14	0	-1	-2
Долг (на конец периода)	1 214	1 298	1 420	3 069	3 223	2 667	2 970	3 220
Средневзвешенная ставка заимствования	-	-	-	-	-	-	-	-
ЕБИТДА	-74	-47	-759	178	599	-229	-165	-94
Долг/ЕБИТДА	-16	-28	-2	17	5	-11,7	-	-
Финансирование ИПР	398	115	162	210	504	146	20	25

РЕСПУБЛИКА ИНГУШЕТИЯ



Административный центр – г. Магас

Глава республики– Евкуров Юнус-Бек
Баматгиреевич (д.р. – 30.07.1963)

Площадь, тыс. км ²	3,68
Население, тыс. человек	488,0
<i>Плотность населения, чел. / км²</i>	128
Валовый региональный продукт, млрд руб.	54,3
<i>На душу населения, тыс. руб.</i>	116,01
Доходы региона, млрд руб.	28,7
Расходы региона, млрд руб.	27,8
Рейтинг социально-экономического положения (по оценке РИА Новости)	83

Доступность электросетевой инфраструктуры, 2018

Закрытые центры питания, шт.	10 из 25 (40%)
<i>дефицит мощности, МВА</i>	42,07
Центры обслуживания клиентов, шт.	0
<i>общее количество обращений, тыс.</i>	4,771

Технологическое присоединение

<i>длительность ТП до 150 кВт, дни</i>	81 (↓6)
<i>средняя стоимость ТП до 150 кВт, руб. / кВт</i>	105 (↑26%)

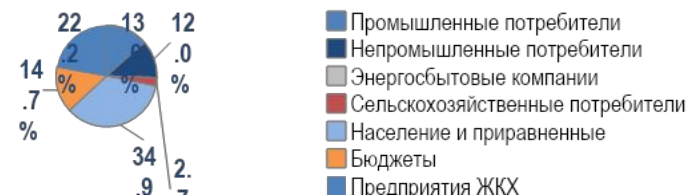
За 3 квартала 2018 года в рамках технологического присоединения:

- подано **539** заявок на **129** МВт, отозвано на **1** МВт
- заключено **428** договоров на **112** МВт
- выполнено **220** договоров на **4** МВт

По итогам 2017* года:

Выработки электроэнергии нет
Потребление
0,734 млрд кВт·ч (↑ 2,68 %)
Пиковая мощность потребления
141 МВт
Установленная мощность

Структура потребления



Расчеты на рынках электроэнергии и мощности*

Розничный рынок электроэнергии

Объем задолженности за услуги по передаче электрической энергии на 01.01.2019, млн. руб. **937,2**

уровень оплаты за услуги по передаче электрической энергии за 2018, % **0**

Тарифное регулирование, 2018

Метод регулирования – долгосрочная индексация, 2017-2021 годы

Цена электроэнергии для конечных потребителей на розничных рынках электроэнергии в 2018 году, руб./МВт·ч	3 687(↑2%)
Средний «котловой» тариф на услуги по передаче электроэнергии, руб./ МВт·ч	2 146(↓2%)
НВВ «котла» региона, млн руб.	934(↓5%)
Собственная НВВ филиала «Ингушэнерго», млн руб.	747(↓6%)
<i>НВВ филиала «Ингушэнерго»/ у.е., тыс. руб.</i>	66,3
Услуги ТСО, млн. руб.	16
<i>НВВ крупных ТСО / у.е., тыс. руб.</i>	38,8

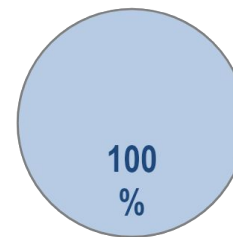
**Генерация
отсутствует**

ТСО
НВВ MPCK/ у.е. в
Республике Ингушетия
составляет
82 тыс. рублей

На территории Республики Ингушетия помимо MPCK осуществляет деятельность 1 ТСО – ОАО «Оборонэнерго» (доля рынка по НВВ – 1,7%)

ООО «Оборонэнерго»
доля рынка по НВВ – 1,7%
НВВ – 15,5 млн рублей
НВВ / у.е. – 39 тыс. рублей

Сбытовые компании
Просроченная задолженность*
за услуги по передаче **937,2**
млн рублей на 01.01.2019



■ АО "Ингушэнерго" ■ 937,2 млн рублей

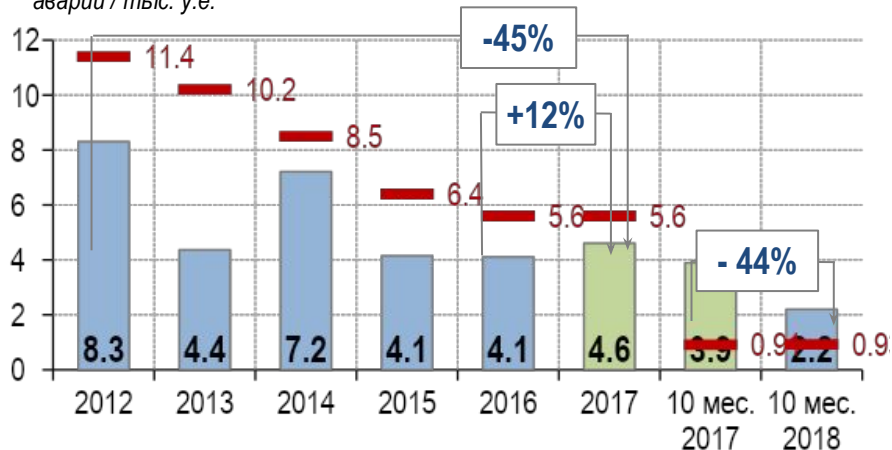
Крупные потребители

- ГУП «ИнгушрегионВодоканал»
- МУП «Малгобек-Водоканал»
- ООО «Сад-Гигант Ингушетия»
- ПАО «МегаФон»
- Войсковая часть 3718
- ФГБУ «Центральное Жилищно-Коммунальное управление по ЮВО»

С 01.12.2015 «подхват»
функций ГП

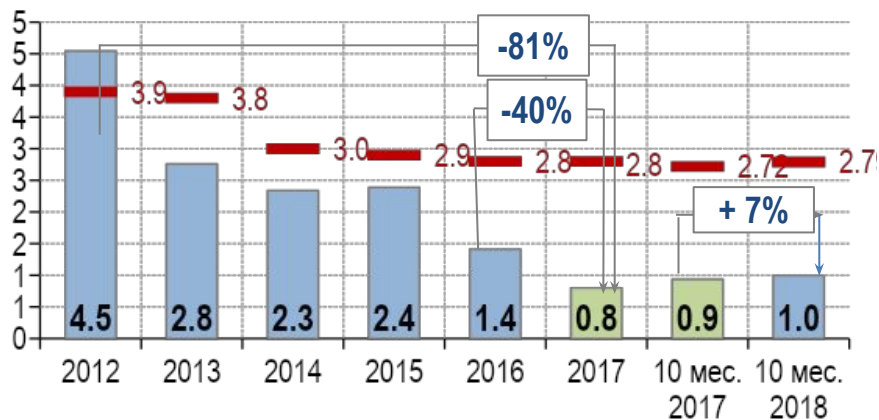
УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ

аварий / тыс. у.е.



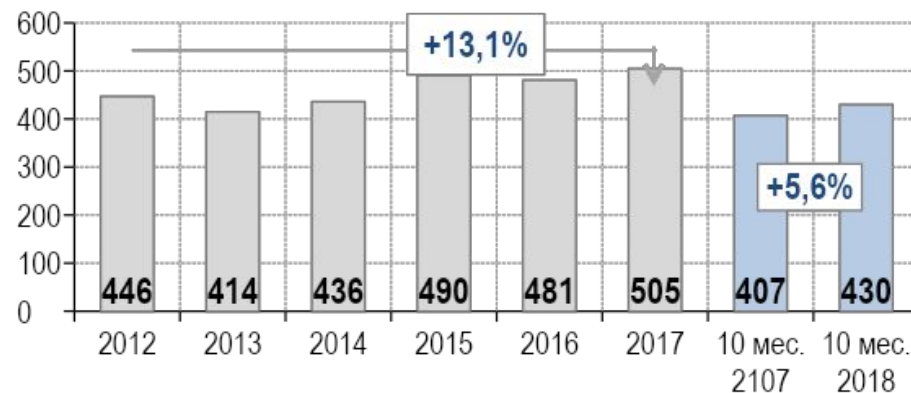
СРЕДНЯЯ ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

час



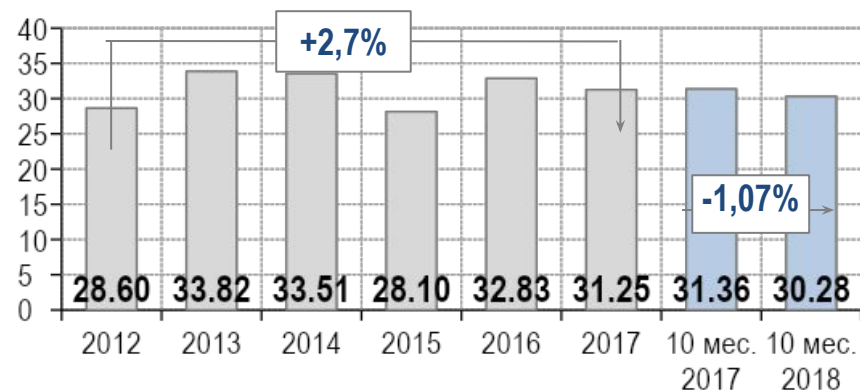
ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ

млн. кВт·ч



ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

% от отпуска в сеть



Филиал / управляемое Общество	Удельная аварийность, аварий/тыс. у.е.				Средняя длительность перерывов электроснабжения потребителей, ч			
	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	1,90	1,23	1,67	+36,6%	3,56	4,72	4,36	-7,7%
Филиал «Ингушэнерго»	2,25	1,23	1,72	+40,1%	1,84	1,31	0,15	-88,5%
МЭС Юга <i>Показано за 5 месяцев (исх. март)</i>								
Среднее по ПАО «Россети»								

ГОТОВНОСТЬ К ПРОВЕДЕНИЮ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

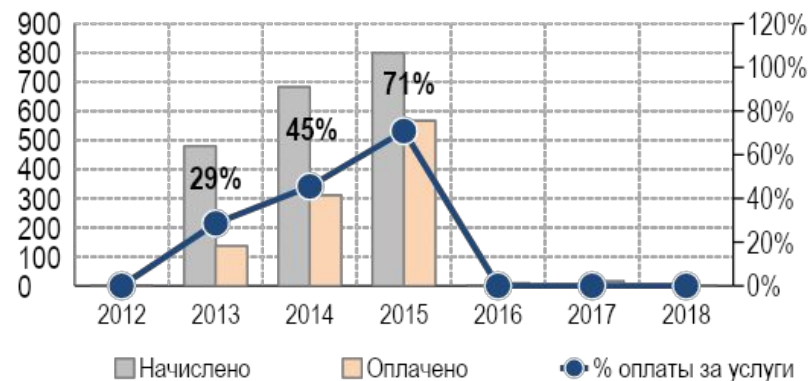
Наименование ДЗО/филиала	Собственные ресурсы:												Ресурсы подрядных организаций		
	ВСЕГО			в т.ч. моб. бригад			РИСЭ			в т.ч. передвиж. РИСЭ, шт.					
	бригад	чел.	ед. техн.	бригад	чел.	ед. техн.	< 30 кВт	≥ 30 кВт	Р _Σ ,кВт	< 30 кВт	≥ 30 кВт	Р _Σ ,кВт	бригад	чел.	ед. техн.
Филиал «Ингушэнерго»	26	78	25	2	8	4	2	0	19,5	2	0	19,5	6	23	10
ПАО «MPCK Северного Кавказа» ВСЕГО	591	2406	674	36	156	67	40	17	1548,2	40	9	840,2	213	670	325

ЗНАЧИМЫЕ АВАРИИ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ИНГУШЕТИЯ В ОЗП 2016/2017 ГОДОВ

В период ОЗП 2017/2018 гг. крупных аварий на территории Республики Ингушетия (филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» – «Ингушэнерго») не было.

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ



Доля просроченной ДЗ на 01.01.2017 – **100%**
Доля просроченной ДЗ на 01.01.2018 – **100%**
Доля просроченной ДЗ на 01.01.2019 – **100%**

СТРУКТУРА ПРОСРОЧЕННОЙ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ

млн рублей

Организация	Задолженность на 01.01.2019, млн руб.	Просроченная задолженность на 01.01.2019, млн руб.	% оплаты за 2018 год	Динамика задолженности за 2018 год, млн руб.	Среднемес. начисление за 2018 год млн руб.
ВСЕГО	937	937	0%	-	0
АО «Ингушэнерго»	937	937	0%	-	0

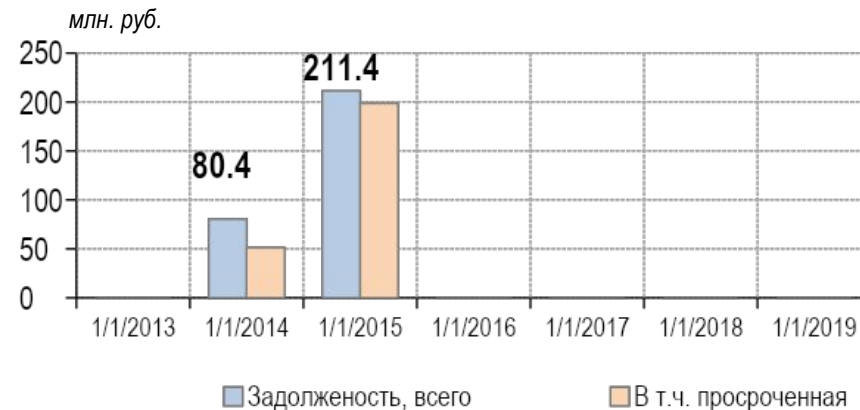


ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

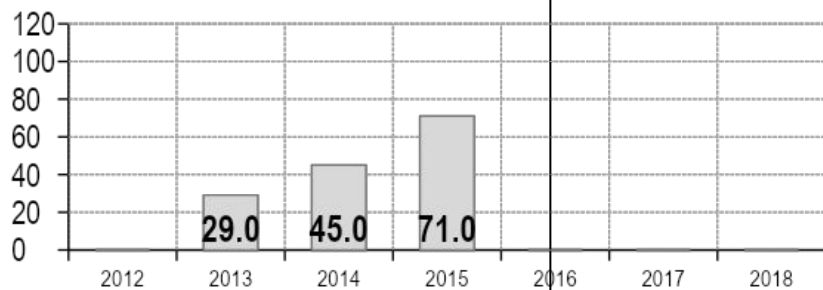


ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ

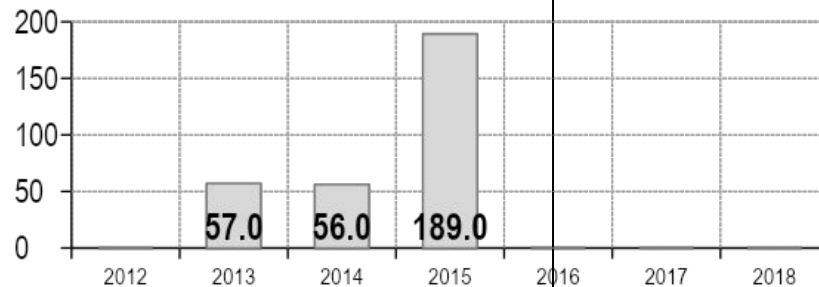


УРОВЕНЬ ОПЛАТЫ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ



ФИЛИАЛА ПАО «MPCK СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»-«ИНГУШЭНЕРГО»

ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ (САЛЬДО)

млн руб.



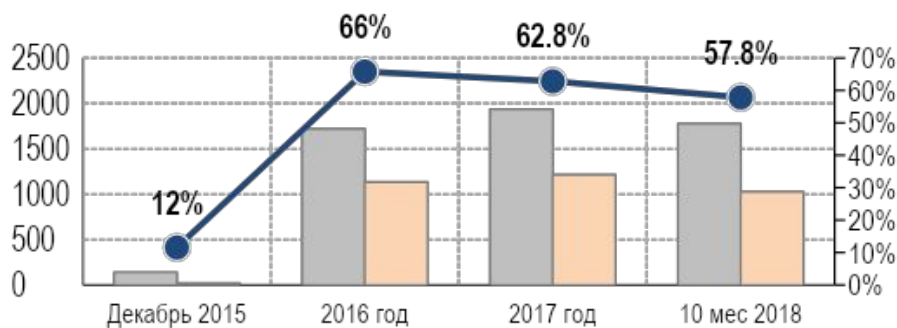
ЗАДОЛЖЕННОСТЬ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ

млн руб.

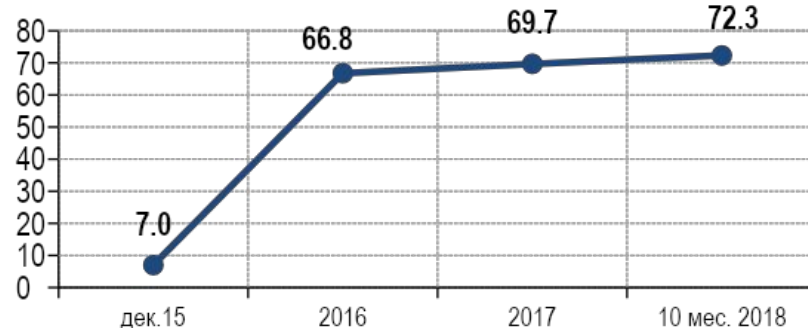


УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

■ начислено ■ оплачено ● %



УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ НА ОРЭМ





ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
МРСК
СЕВЕРНОГО КАВКАЗА



РОССЕТИ

124

2.2. Данные из ежеквартального паспорта региона присутствия филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ингушэнерго»

Эксплуатацию электросетевых объектов и технологическое присоединение потребителей на территории Республики Ингушетия осуществляют ДЗО ПАО «Россети»:

- объекты распределительных сетей: филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» - «Ингушэнерго»
- объекты магистральных сетей: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ставропольское ПМЭС (МЭС Юга)

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ставропольское ПМЭС

Подстанции 110-330 кВ, шт.	16
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	5,96
Протяженность ЛЭП 110-330 кВ, тыс. км	2,75

Филиал ПАО «MPCK Северного Кавказа» - «Ингушэнерго»

Подстанции 35 кВ и выше, шт.	27
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	0,32
ТП 6-35/0,4 кВ, шт.	782
Трансформаторная мощность ТП, тыс. МВА	0,163
Протяженность ЛЭП 35 кВ и выше, тыс. км	0,4
Протяженность ЛЭП 0,4-20 кВ, тыс. км	2,4

ПАО «MPCK СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»

- 1 Ставропольский край
- 2 Карачаево-Черкесская Республика
- 3 Кабардино-Балкарская Республика
- 4 Республика Северная Осетия-Алания
- 5 Республика Ингушетия**
- 6 Чеченская Республика
- 7 Республика Дагестан



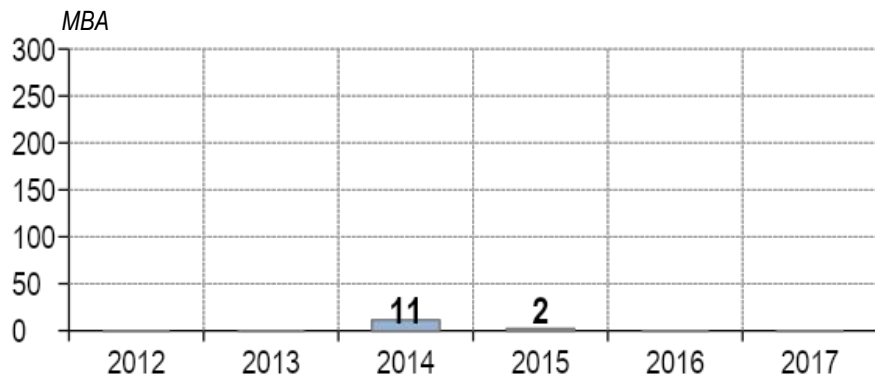
Наименование ДЗО	Утвержденная инвестиционная программа											Ввод в ОФ, Всего 2018-2022	
	2013 факт	2014 факт	2015 факт	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план	Всего 2018-2022		
Всего, в том числе:													
Филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» - Ингушэнерго	224	176	67	91	52	681	36	18	23	0	758	620	

ЗНАЧИМЫЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫЕ ОБЪЕКТЫ

Наименование титула	Назначение проекта	Сроки реализации	Статус исполнения	Проектная мощность		Полная стоимость млн. руб.
				кМ	МВА	
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ						
Строительство ПС-110/35/10 «Плиево New» 1x40 МВА 1 ПК	Исполнение обязательств Соглашения между Республикой Ингушетия и ПАО «Россети». Исключение возможных нарушений устойчивости нагрузки потребителей при коротких замыканиях на ЛЭП 110 кВ «Владикавказ-2 – Плиево» вследствие ликвидации поврежденных резервными ступенчатыми защитами с большими выдержками времени, каскадное развитие аварий при единичных отказах устройств РЗА.	2011-2018	Корректировка проектно-сметной документации	0,89	40	362,88
Строительство ПС-110/35/10 «Плиево New» 1x40 МВА 2 ПК		2011-2019		8,38	40	206,91

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ

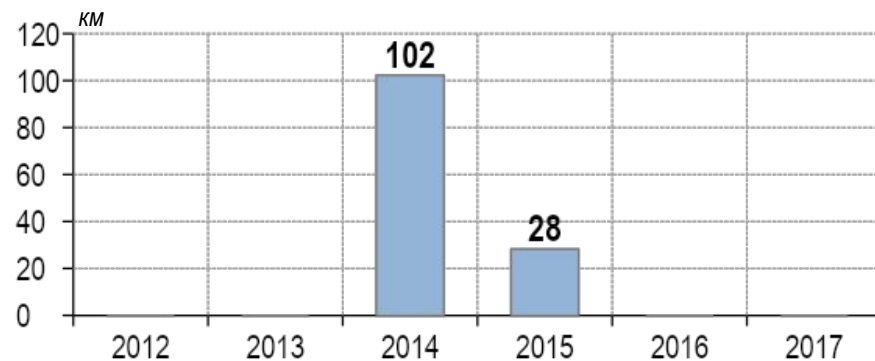
ДИНАМИКА ВВОДА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ



13

**ввод трансформаторной
мощности в 2012-2017 годах, МВА**

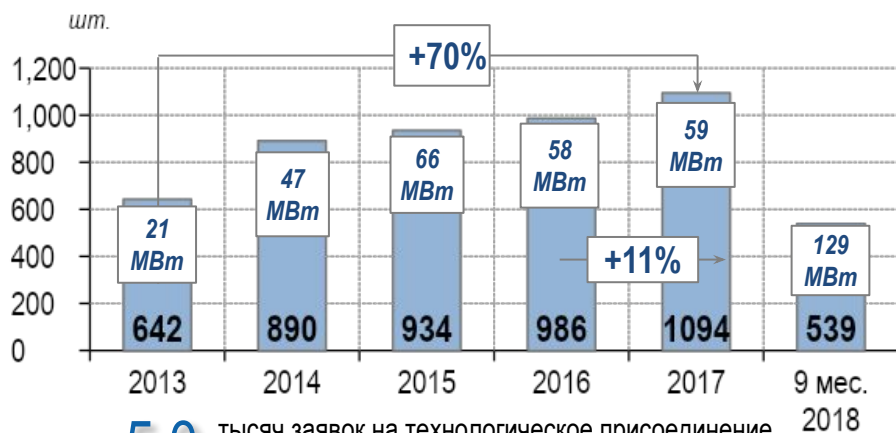
ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ



130

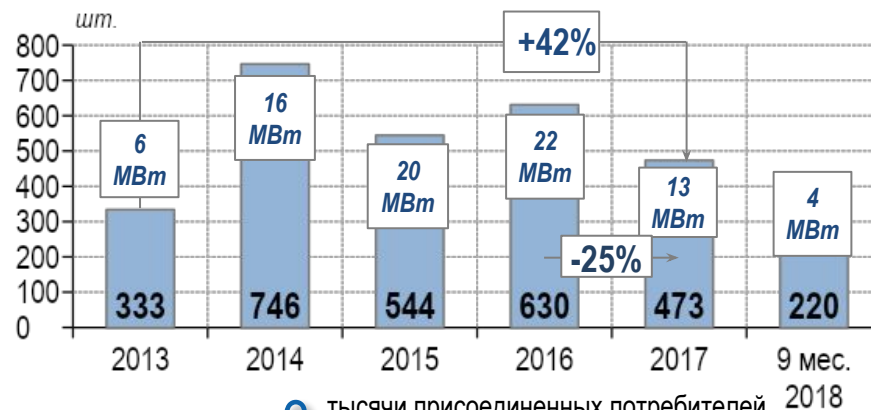
**ввод линий электропередачи
в 2012-2017 годах, км**

ЗАЯВКИ НА ТП



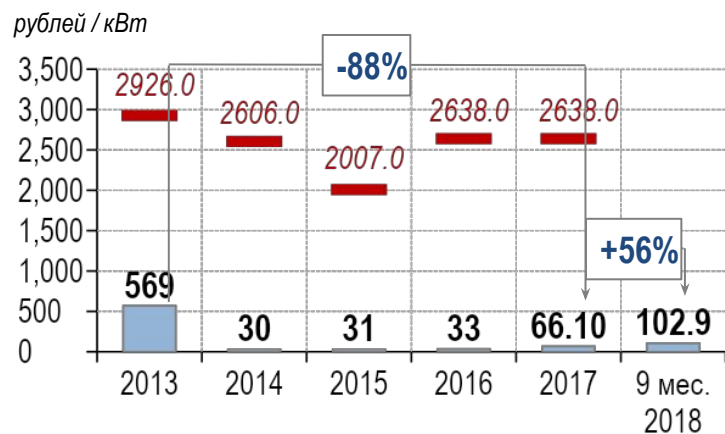
5,0 тысяч заявок на технологическое присоединение на 380 МВт в 2013-2018 годах

ИСПОЛНЕНО ДОГОВОРОВ ТП

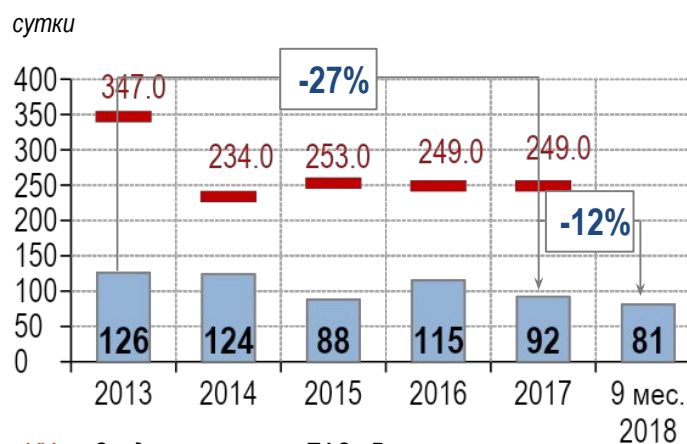


3 тысячи присоединенных потребителей на 81 МВт в 2013-2018 годах

СТОИМОСТЬ ТП



СРОКИ ТП ДО 150 КВТ



— XX Среднее значение в ПАО «Россети»

ДЕЙСТВУЮЩИЕ ДОГОВОРЫ ТП НА 30.09.2018

834 Договоров ТП на 181 МВт

ПРОСРОЧЕННЫХ

675 Договоров ТП на 28 МВт



ЗАГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ

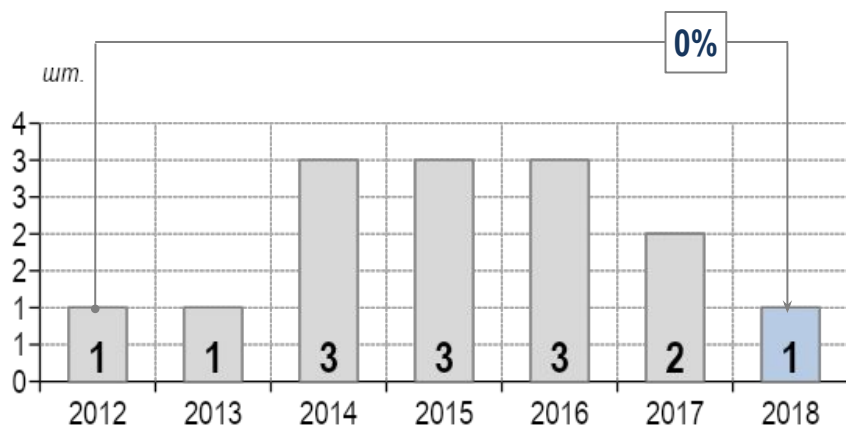
Центры питания 35 кВ и выше			Центры питания 35 кВ и выше, без ограничений по ТП на 31.10.2018				Центры питания 35 кВ и выше, с ограничением по ТП на 31.10.2018			
Количество центров	Суммарная установленная мощность	Суммарная мощность в час максимума нагрузки	по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров		по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров	
			шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА
25	273,6	161,25	16	34,75	15	31,95	9	35,037	10	42,07

* Прирост мощности по заключенным договорам и актам ТП приведен нарастающим итогом к базисному 2012 году

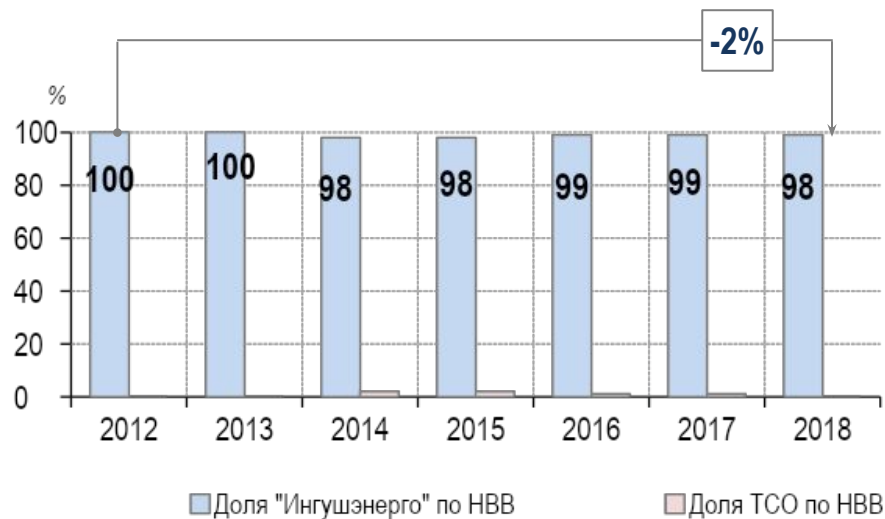


Крупные проекты ТП отсутствуют

КОЛИЧЕСТВО ТСО



ДОЛЯ РЫНКА ПО НВВ ФИЛИАЛА



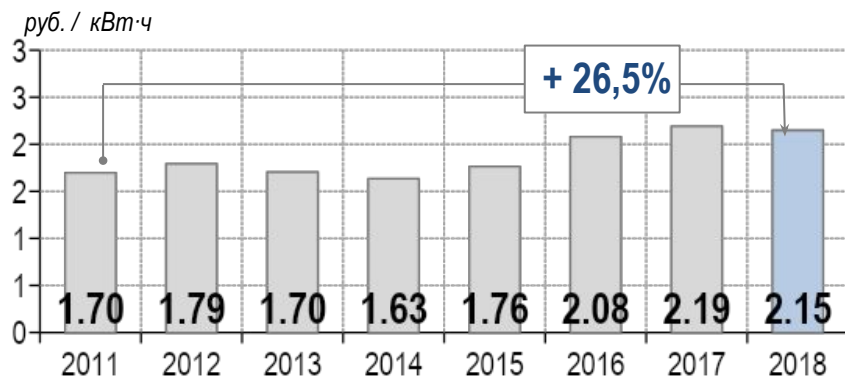
ОБЪЕМЫ КОНСОЛИДАЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ АКТИВОВ

Безвозмездное пользование (ежегодный объем)

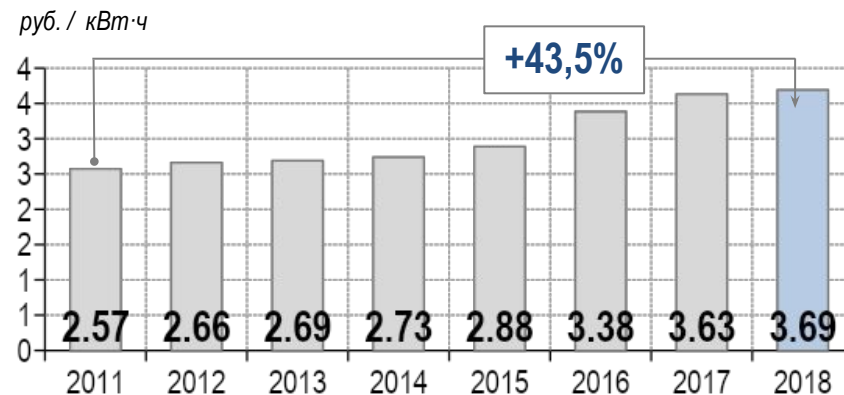


В период с 2012 г. по ноябрь 2018 г. консолидация в иных формах не осуществлялась

СРЕДНИЙ ТАРИФ НА ПЕРЕДАЧУ



СРЕДНИЙ КОНЕЧНЫЙ ТАРИФ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ



Филиал «Ингушэнерго». Метод регулирования – долгосрочная индексация 2017-2021 годы. Средний тариф на передачу электрической энергии вырос с 2011 года на 26,5% и составляет 2,15 рубля за кВт·ч. Средний конечный тариф на электроэнергию увеличился на 43,5% относительно 2011 года – до 3,69 рублей за кВт·ч.

млн. рублей

Показатели	Факт	Факт	Факт	Факт	Факт	Бизнес-план	Бизнес-план	Факт
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	9 месяцев 2018	
Выручка	439	579	801	1 493	1 670	1 844	1 307	1 333
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	406	578	746	773	887	983	704	752
<i>от технологического присоединения</i>	3	0	1	1	1	1	0	0
Себестоимость продукции (услуг) с учетом управленческих и коммерческих расходов	379	668	731	1 514	1 670	1 820	1 308	1 316
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	351	662	697	888	972	1 059	769	827
<i>от технологического присоединения</i>	0	0	0	0	3	1	1	2
Чистая прибыль/Убыток	-105	-589	-220	-317	-863	-800	-568	-559
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	-110	-584	-241	-167	-321	-294	-215	-216
<i>от технологического присоединения</i>	3	0	0	1	-2	0	0	-2
Долг (на конец периода)	218	243	427	1 127	1 107	2 306	2 595	831
Средневзвешенная ставка заимствования	-	-	-	-	-	-	-	-
ЕБИТДА	-79	-677	-119	-201	-787	-600	-423	-504
Долг/ЕБИТДА	-3	0	-4	-6	-1	-3,8		
Финансирование ИПР	224	176	67	91	52	432	143	128

РЕСПУБЛИКА ДАГЕСТАН



Административный центр – г. Махачкала

Глава республики – Васильев Владимир
Абдуалиевич (д.р. – 11.08.1949)

Площадь, тыс. км ²	50,3
Население, тыс. человек	3 063,9
Плотность населения, чел. / км ²	60
Валовой региональный продукт, млрд. руб.	559,8
На душу населения, тыс. руб.	186,4
Доходы региона, млрд руб.	98,1
Расходы региона, млрд руб.	96,3
Рейтинг социально-экономического положения (по оценке РИА Новости)	47

По итогам 2017* года:

Выработка электроэнергии
4,231 млрд кВт·ч (↓ 31,38%)
Потребление
6,504 млрд кВт·ч (↑ 1,55%)
Пиковая мощность потребления
1 270 МВт
Установленная мощность
1 898,8 МВт

Структура потребления



Расчеты на рынках электроэнергии и мощности*

Розничный рынок электроэнергии

Объем задолженности за услуги по передаче электрической энергии на 01.01.2019, млн. руб. **3014,3**

уровень оплаты за услуги по передаче электрической энергии за 2018, % **91,5**

Доступность электросетевой инфраструктуры, 2018

Закрытые центры питания, шт.	94 из 206 (45,6%)
дефицит мощности, МВА	439,6
Центры обслуживания клиентов, шт.	1
общее количество обращений, тыс.	38,279

Технологическое присоединение

длительность ТП до 150 кВт, дни	91 (0%)
средняя стоимость ТП до 150 кВт, руб. / кВт	84 (↓8%)

За 3 квартала 2018 года в рамках технологического присоединения:

- подано **8 383** заявки на **168** МВт, отозвано на **1,6** МВт
- заключено **6 275** договоров на **87** МВт
- выполнено **6 098** договоров на **76** МВт

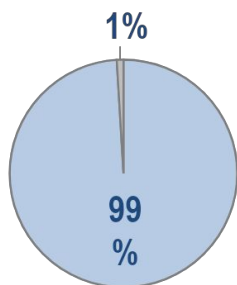
Тарифное регулирование, 2018

Метод регулирования – долгосрочная индексация, 2016-2018 годы

Цена электроэнергии для конечных потребителей на розничных рынках электроэнергии в 2018 годы, руб./МВт·ч	2 360(↑4%)
Средний «котловой» тариф на услуги по передаче электроэнергии, руб./ МВт·ч	1 086(↑3%)
НВВ «котла» региона, млн. руб.	3 137 (↓1%)
Собственная НВВ АО «Дагестанская сетевая компания», млн руб.	2 141(↓3%)
НВВ АО «Дагестанская сетевая компания»/ у.е., тыс. руб.	18,5
Услуги ТСО, млн. руб.	135(↓14%)
НВВ крупных ТСО / у.е., тыс. руб.	20,0

Генерация

Установленная мощность
1 898,8 МВт



■ ПАО «РусГидро» ■ 1 885,5 МВт
■ ООО «Дагестанэнерго» ■ 18 МВт

ТСО

НВВ крупных ТСО / у.е. в среднем составляет
27 тыс. рублей

На территории Республики Дагестан помимо MPCK (ДСК) осуществляют деятельность 6 ТСО (доля рынка по НВВ – 4%)

Крупнейшая ТСО:

МУП КЭС «Каспэнерго»:

- доля рынка по НВВ – 1,9%
- НВВ – 58 млн рублей
- НВВ / у.е. – 25 тыс. рублей

ОАО «Российские Железные Дороги»:

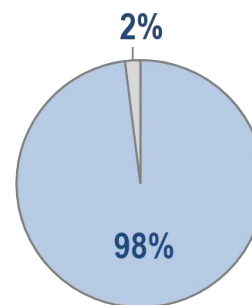
- доля рынка по НВВ – 0,8%
- НВВ – 25 млн рублей
- НВВ / у.е. – 11 тыс. рублей

ООО «Нурэнергосервис»:

- доля рынка по НВВ – 0,7%
- НВВ – 23 млн рублей
- НВВ / у.е. – 45 тыс. рублей

Сбытовые компании

Просроченная задолженность* за услуги по передаче **2236,7 млн рублей** на 01.01.2019



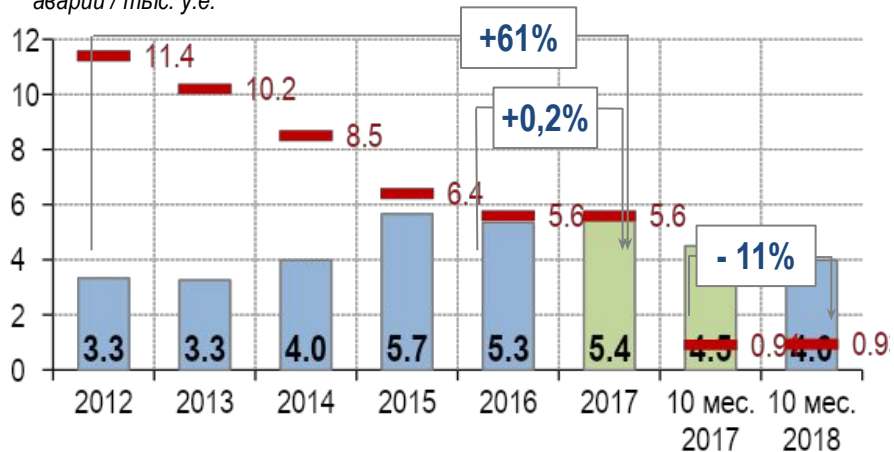
ПАО «Дагестанская энергосбытовая компания» ■ 2192,1 млн.рублей
■ ЭСО ■ 44,5млн.рублей.

Крупные потребители

- ОАО «МахачкалаВодоканал»
- АО «Каспийский завод листового стекла»
- МУП «ОСК Махачкала-Каспийск»
- ГУП «Дагводоканал»
- ОАО «Горводоканал»
- ФГБУ «Центральное Жилищно-Коммунальное управление по ЮВО»

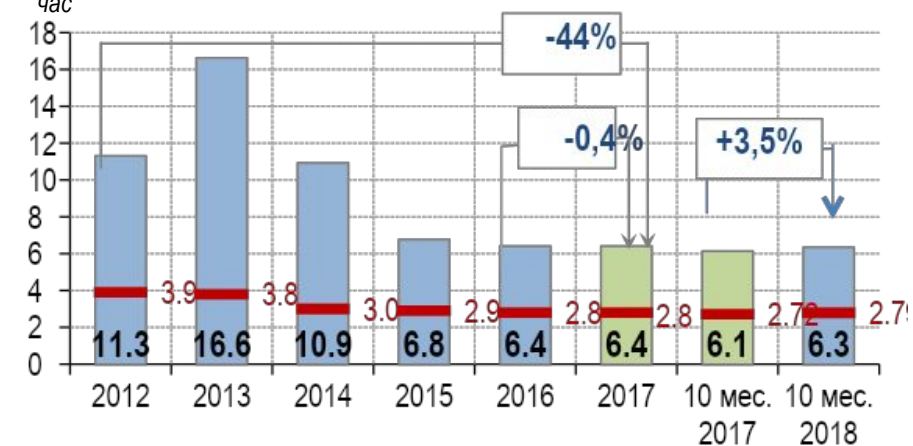
УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ

аварий / тыс. у.е.



СРЕДНЯЯ ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

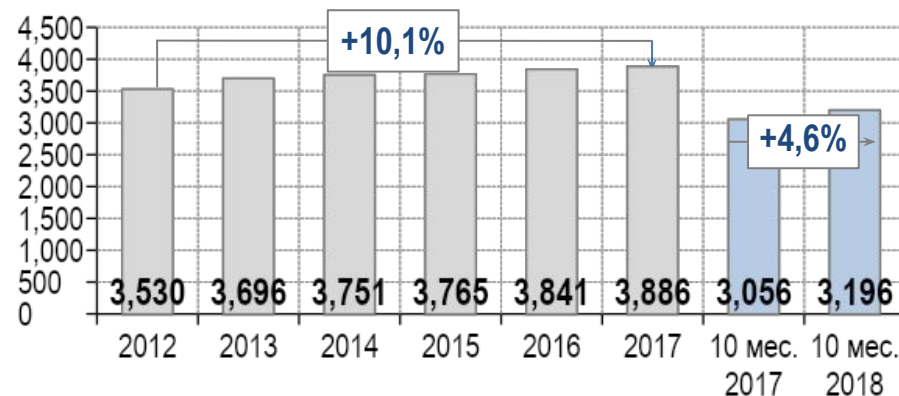
час



— XX Среднее значение в ПАО «Россети»

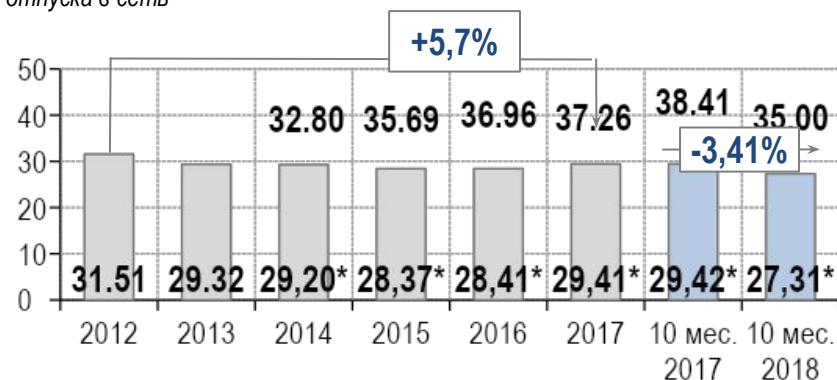
ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ

млн. кВт·ч



ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

% от отпуска в сеть



Рост уровня потерь электроэнергии с 2014 года обусловлен консолидацией сетей г. Махачкала с 01.07.2014.

* Без учета показателей консолидированных с 01.07.2014 сетей г. Махачкала.

Филиал / управляемое Общество	Удельная аварийность, аварий/тыс. у.е.				Средняя длительность перерывов электроснабжения потребителей, ч			
	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	1,90	1,23	1,67	+36,6%	3,56	4,72	4,36	-7,7%
АО «Дагестанская сетевая компания»	2,62	1,86	2,76	+48,4%	5,69	8,49	8,54	+0,5%
МЭС Юга <i>Данные за 5 месяцев (исх. март)</i>								
Среднее по ПАО «Россети»								

ГОТОВНОСТЬ К ПРОВЕДЕНИЮ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

Наименование ДЗО/филиала	Собственные ресурсы:												Ресурсы подрядных организаций		
	ВСЕГО			в т.ч. моб. бригад			РИСЭ			в т.ч. передвиж. РИСЭ, шт.					
	бригад	чел.	ед. техн.	бригад	чел.	ед. техн.	< 30 кВт	≥ 30 кВт	P _Σ ,кВт	< 30 кВт	≥ 30 кВт	P _Σ ,кВт	бригад	чел.	ед. техн.
АО «Дагестанская сетевая компания»	173	678	202	9	33	13	0	1	100	0	0	0	58	45	109
ПАО «MPCK Северного Кавказа» ВСЕГО	591	2406	674	36	156	67	40	17	1548,2	40	9	840,2	213	670	325

ЗНАЧИМЫЕ АВАРИИ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН В ОЗП 2016/2017 ГОДОВ

В период ОЗП 2017/2018 гг. крупных аварий на территории Республики Дагестан (АО «Дагестанская сетевая компания») не было.

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



Доля просроченной ДЗ на 01.01.2017 – 99%
Доля просроченной ДЗ на 01.01.2018 – 93%
Доля просроченной ДЗ на 01.01.2019 – 96%

УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ



СТРУКТУРА ПРОСРОЧЕННОЙ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ

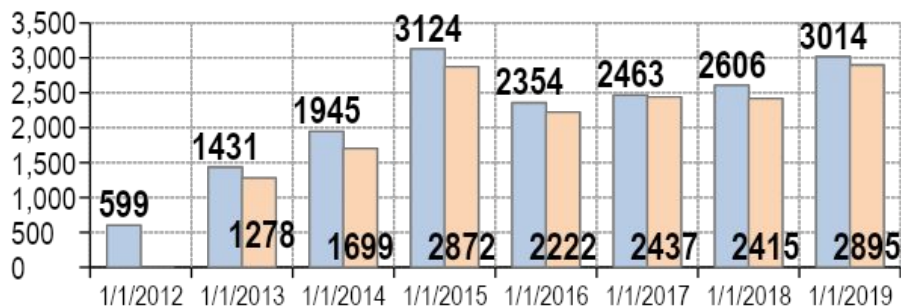
млн рублей

Организация	Задолженность на 01.01.2019, млн руб.	Просроченная задолженность на 01.01.2019, млн руб.	% оплаты за 2018 год	Динамика задолженности и за 2018 год, млн руб.	Среднемес. начисление за 2018 год млн руб.
ВСЕГО	3014,3	2895,3	91,5%	408,8	368,7
МУП КЭС «Каспэнерго»	327,9	313,2	0%	129,5	10,7
МУП «Электросеть»	192,9	192,9	0%	0	-
ООО «Нефтехиммаш»	52,6	52,6	0%	0	-



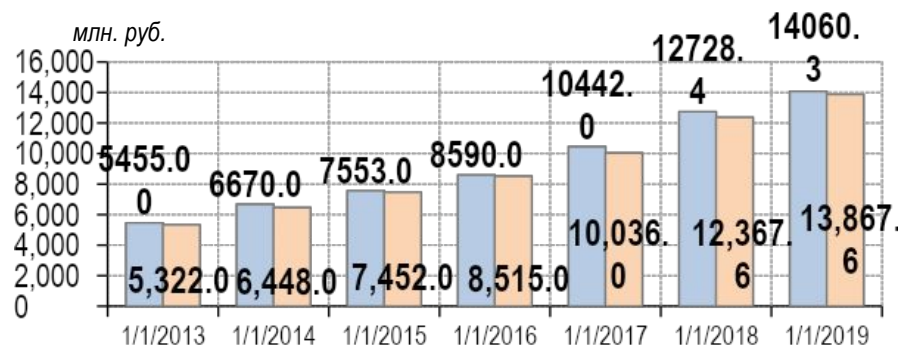
ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



■ Дебиторская задолженность, всего ■ В т.ч. просроченная

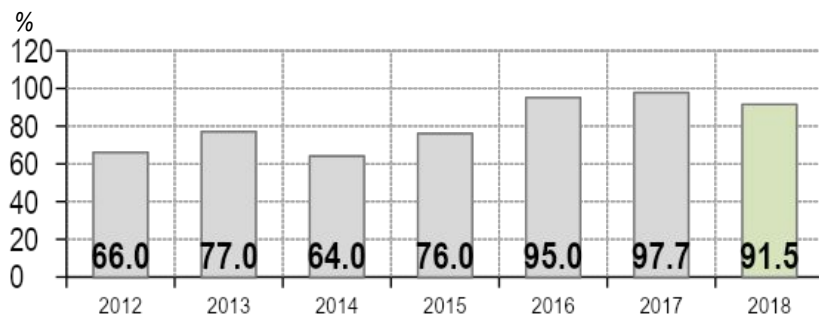
ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ



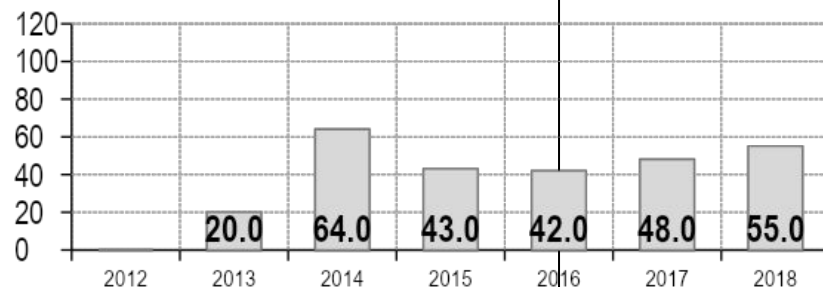
■ Задолженность, всего ■ В т.ч. просроченная

УРОВЕНЬ ОПЛАТЫ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ





ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
МРСК
СЕВЕРНОГО КАВКАЗА



РОССЕТИ

143

2.2. Данные из ежеквартального паспорта региона присутствия филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа»- «Дагэнерго»/ АО «Дагестанская сетевая компания»

Эксплуатацию электросетевых объектов и технологическое присоединение потребителей на территории Республики Дагестан осуществляют ДЗО ПАО «Россети»:

- объекты распределительных сетей: АО «Дагестанская Сетевая компания» - ДЗО ПАО «MPCK Северного Кавказа»
- объекты магистральных сетей: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Каспийское ПМЭС (МЭС Юга)

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» –Каспийское ПМЭС

Подстанции 110-330 кВ, шт.	16
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	5,96
Протяженность ЛЭП 110-330 кВ, тыс. км	2,75

АО «Дагестанская Сетевая компания» - ДЗО ПАО «MPCK Северного Кавказа»

Подстанции 35 кВ и выше, шт.	205
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	2,316
ТП 6-35/0,4 кВ, шт.	8 358
Трансформаторная мощность ТП, тыс. МВА	1,472
Протяженность ЛЭП 35 кВ и выше, тыс. км	4,9
Протяженность ЛЭП 0,4-20 кВ, тыс. км	31,04

ПАО «MPCK СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»

- 1 Ставропольский край
- 2 Карачаево-Черкесская Республика
- 3 Кабардино-Балкарская Республика
- 4 Республика Северная Осетия-Алания
- 5 Республика Ингушетия
- 6 Чеченская Республика
- 7 Республика Дагестан



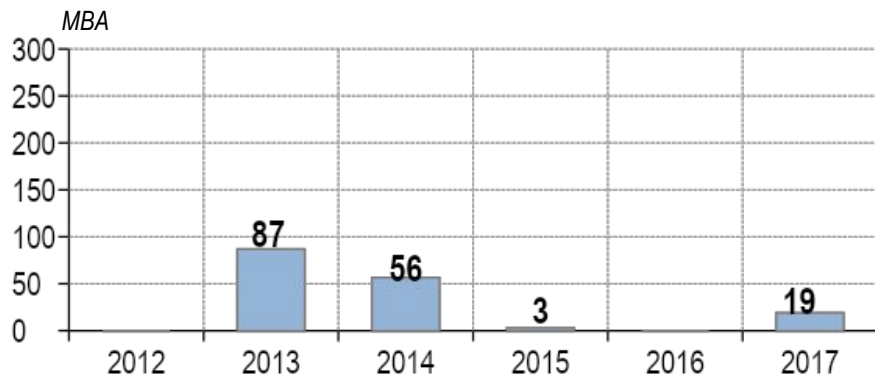
Наименование ДЗО	Утвержденная инвестиционная программа											Ввод в ОФ, Всего 2018-2022
	2013 факт	2014 факт	2015 факт	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план	Всего 2018-2022	
Всего, в том числе:												
Филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» - Дагэнерго	325	255	381	533	365	216	53	142	117	0	527	360

ЗНАЧИМЫЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫЕ ОБЪЕКТЫ

Наименование титула	Назначение проекта	Сроки реализации	Статус исполнения	Проектная мощность		Полная стоимость млн. руб.
				км	МВА	
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ						
Комплексная программа мер по снижению сверхнормативных потерь (Республика Дагестан)	Снижение сверхнормативных потерь, сокращение численности контролеров и операторов, удаленный доступ, контроль, прозрачность	2011-2017	Реализуется	-	-	2 886,71

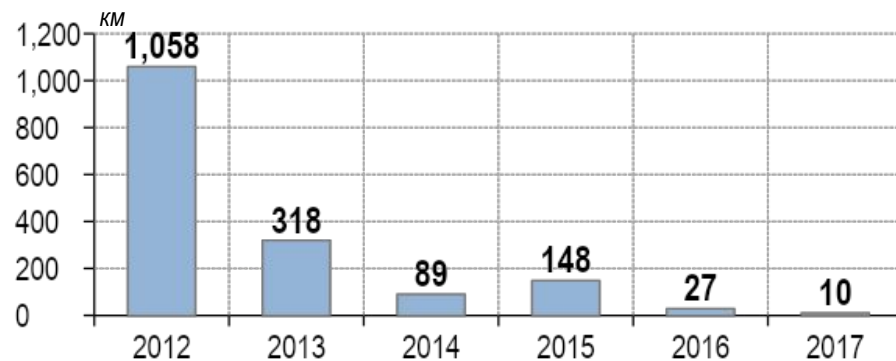
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ

ДИНАМИКА ВВОДА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ



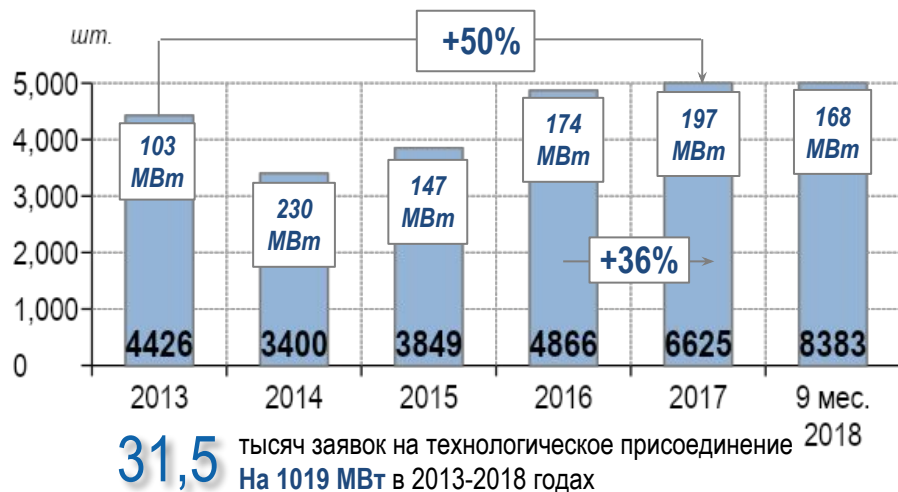
165 ввод трансформаторной мощности в 2012-2017 годах, МВА

ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

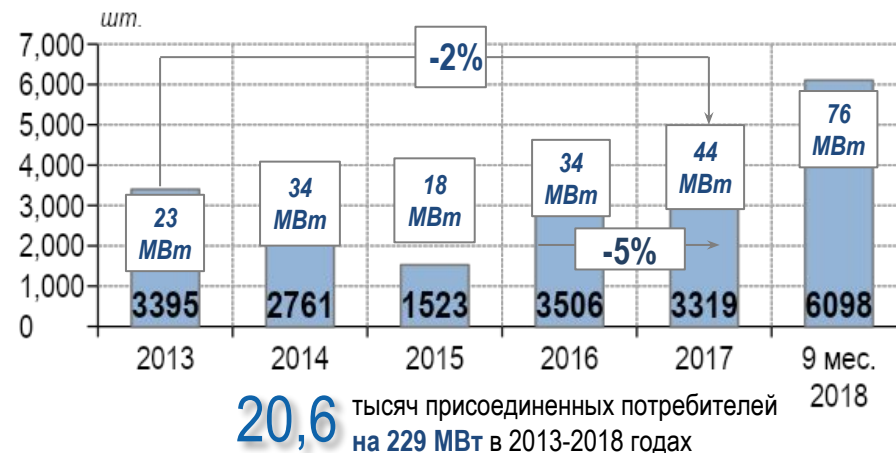


1 650 ввод линий электропередачи в 2012-2017 годах, км

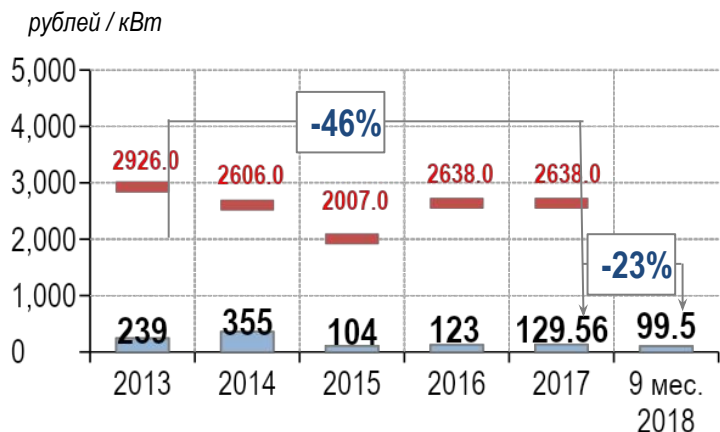
ЗАЯВКИ НА ТП



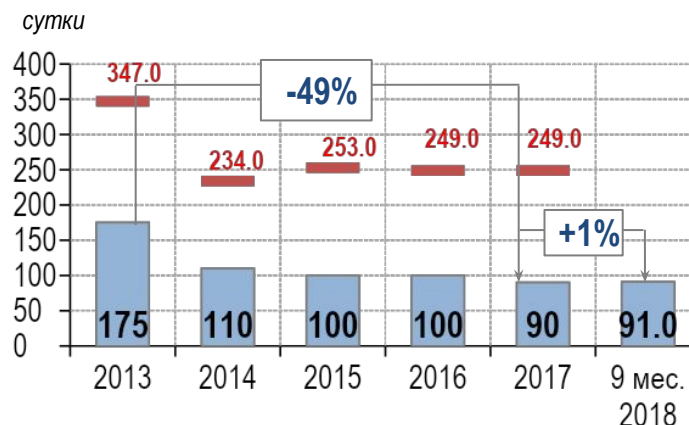
ИСПОЛНЕНО ДОГОВОРОВ ТП



СТОИМОСТЬ ТП



СРОКИ ТП ДО 150 КВТ



ДЕЙСТВУЮЩИЕ ДОГОВОРЫ ТП НА 30.09.2018

2 702 Договоров ТП
на **113** МВт

ПРОСРОЧЕННЫЕ

1 964 Договоров ТП
на **89** МВт

— XX Среднее значение в ПАО «Россети»

- Снижение количества исполненных договоров ТП в 2015 г. связано с прекращением операционной деятельности в ОАО «Дагэnergосеть и филиала
- ПАО «MPCK Северного Кавказа» – «Дагэnergо».
- С 01.10.2015 г. операционную деятельность осуществляет АО «Дагестанская сетевая компания».



ЗАГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ

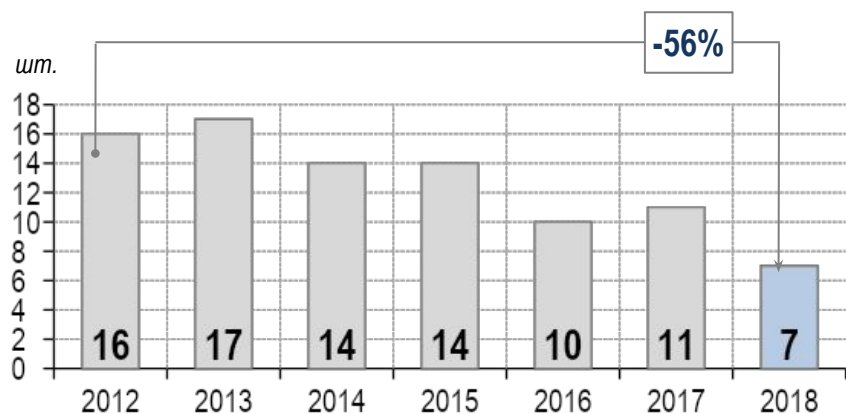
Центры питания 35 кВ и выше			Центры питания 35 кВ и выше, без ограничений по ТП на 31.10.2018				Центры питания 35 кВ и выше, с ограничением по ТП на 31.10.2018			
Количество центров	Суммарная установленная мощность	Суммарная мощность в час максимума нагрузки	по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров		по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров	
			шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА
206	2333,28	1400,61	115	325,4	112	272,82	91	451,11	94	439,6

* Прирост мощности по заключенным договорам и актам ТП приведен нарастающим итогом к базисному 2012 году

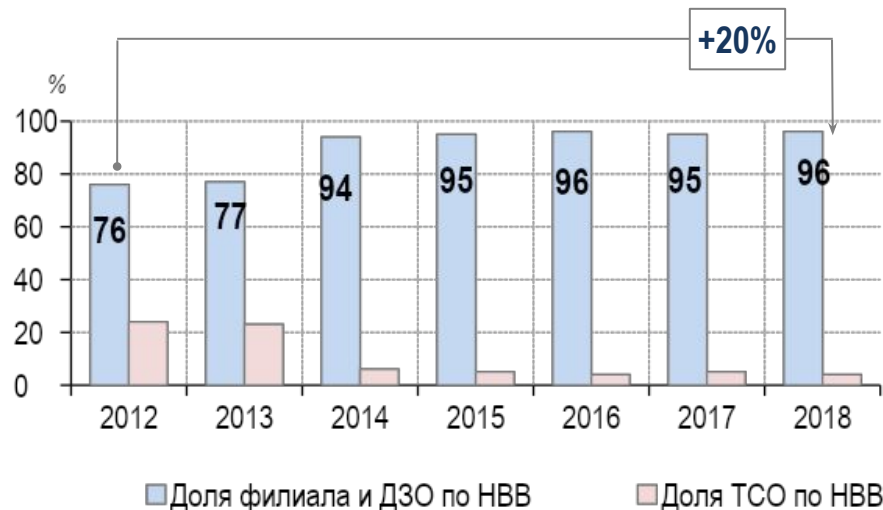


Крупные проекты ТП отсутствуют

КОЛИЧЕСТВО ТСО



ДОЛЯ РЫНКА ПО НВВ ФИЛИАЛА, АО «ДАГЕСТАНСКАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ», ОАО «ДАГЭНЕРГОСЕТЬ»

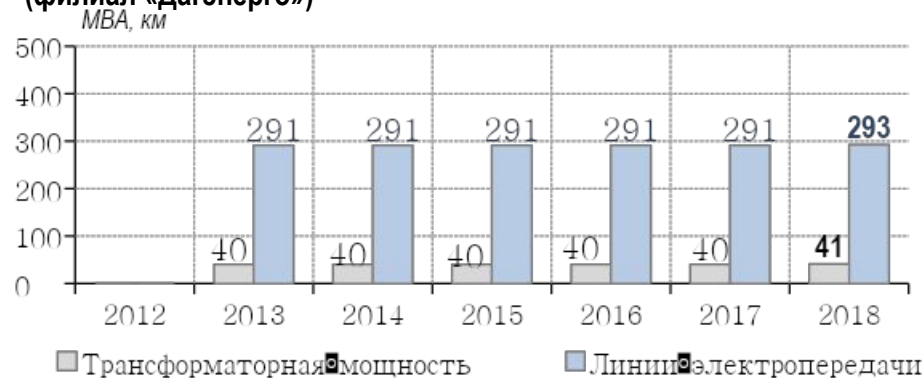


ОБЪЕМЫ КОНСОЛИДАЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ АКТИВОВ

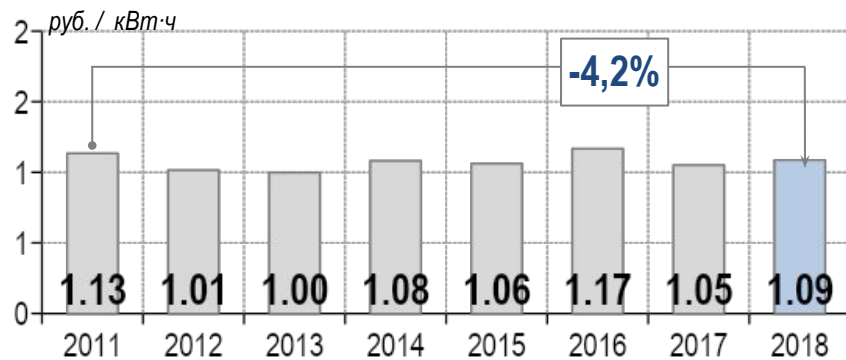
Аренда электросетевых объектов (ежегодный объем)



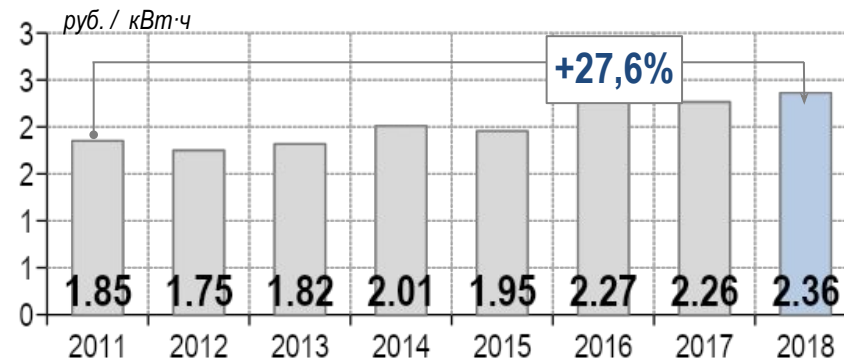
Приобретение электросетевых объектов (нарастающим итогом) (филиал «Дагэнерго»)



СРЕДНИЙ ТАРИФ НА ПЕРЕДАЧУ



СРЕДНИЙ КОНЕЧНЫЙ ТАРИФ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ



АО «Дагестанская сетевая компания» Метод регулирования – долгосрочная индексация 2016-2018 годы. Средний тариф на передачу электрической энергии снизился с 2011 года на 4,2% и составляет 1,09 рубля за кВт·ч. Средний конечный тариф на электроэнергию увеличился на 27,6% относительно 2011 года – до 2,36 рублей за кВт·ч.

млн. рублей

Показатели	Факт	Факт	Факт	Факт	Факт	Бизнес-план	Бизнес-план	Факт
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	9 месяцев 2018	
Выручка			1 313	2 860	2 926	3 889	2 725	2 601
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>			1 310	2 801	2 888	3 844	2 691	2 566
<i>от технологического присоединения</i>			1	4	6	4	3	8
Себестоимость продукции (услуг) с учетом управленческих и коммерческих расходов			2 617	5 519	6 332	6 823	4 959	4 947
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>			2 612	5 510	6 326	6 791	4 862	4 869
<i>от технологического присоединения</i>			0	3	5	2	2	5
Чистая прибыль/Убыток			-1 149	-3 347	-4 156	-3 467	-2 622	-5 185
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>			-1 147	-3 332	-4 192	-3 477	-2 630	-5 266
<i>от технологического присоединения</i>			0	1	1	1	1	2
Долг (на конец периода)			2	0	0	0	0	0
Средневзвешенная ставка заимствования			-	-	-	-	-	-
ЕБИТДА			-1 434	-3 548	-4 673	-3 466	-2 621	-4 724
Долг/ЕБИТДА								
Финансирование ИПР			0	0	0	0	0	9

ЧЕЧЕНСКАЯ РЕСПУБЛИКА



Административный центр – г. Грозный

Глава республики – Кадыров Рамзан Ахматович (д.р. – 05.10.1976)

Площадь, тыс. км ²	15,65
Население, тыс. человек	1 463,9
<i>Плотность населения, чел. / км²</i>	89,1
Валовой региональный продукт, млрд. руб.	160,5
<i>На душу населения, тыс. руб.</i>	116,1
Доходы региона, млрд руб.	72,1
Расходы региона, млрд руб.	71,2
Рейтинг социально-экономического положения (по оценке РИА Новости)	63

Доступность электросетевой инфраструктуры, 2018

Закрытые центры питания, шт.	35 из 83 (42,2%)
<i>дефицит мощности, МВА</i>	276,13
Центры обслуживания клиентов, шт.	1
<i>общее количество обращений, тыс.</i>	9,886
Технологическое присоединение	
<i>длительность ТП до 150 кВт, дни</i>	87 (↓3%)
<i>средняя стоимость ТП до 150 кВт, руб. / кВт</i>	88 (↓15%)

За 3 квартала 2018 года в рамках технологического присоединения:

- подано **2 280** заявок на **92** МВт, отозвано на **27** МВт
- заключено **2 100** договоров на **49,5** МВт
- выполнено **923** договора на **15** МВт

По итогам 2017* года:

Выработки электроэнергии нет
Потребление
2,699 млрд кВт·ч (↑ 2,43%)
Пиковая мощность потребления
496 МВт
Установленная мощность

Структура потребления



Расчеты на рынках электроэнергии и мощности*

Розничный рынок электроэнергии

Объем задолженности за услуги по передаче электрической энергии на 01.01.2019, млн. руб.	1,7
уровень оплаты за услуги по передаче электрической энергии за 2018, %	0

Тарифное регулирование, 2018

Метод регулирования – долгосрочная индексация, 2018-2022 годы

Цена электроэнергии для конечных потребителей на розничных рынках электроэнергии в 2018 году, руб./МВт·ч	2 862(↑6%)
Средний «котловой» тариф на услуги по передаче электроэнергии, руб./ МВт·ч	1 715(↑3%)
НВВ «котла» региона, млн. руб.	2 384(↑11%)
Собственная НВВ -АО «Чеченэнерго» , млн руб.	1 996(↑11%)
<i>НВВ АО «Чеченэнерго» /у.е., тыс. руб.</i>	39,7
Услуги ТСО, млн. руб.	15(↓67%)
<i>НВВ крупных ТСО / у.е., тыс. руб.</i>	5,5

**Генерация
отсутствует**

ТСО

**НВВ крупных ТСО / у.е.
составляет
5,5 тыс. рублей**

На территории Чеченской Республики помимо АО «Чеченэнерго» осуществляет деятельность 1 ТСО (доля рынка по НВВ – 1%)

Крупнейшие ТСО:

ОАО «Российские Железные Дороги»:

- доля рынка по НВВ – 0,7%
- НВВ – 15 млн рублей
- НВВ / у.е. – 5,5 тыс. рублей

Сбытовые компании

**Просроченная задолженность
за услуги по передаче на
01.01.2019 0 млн.руб**

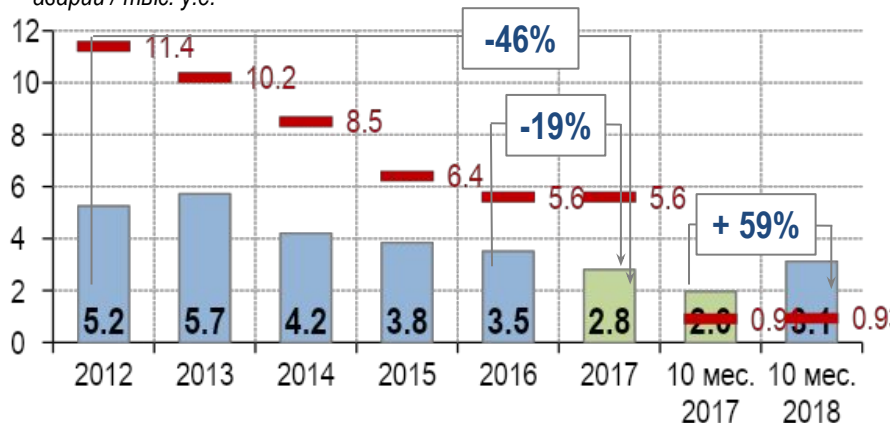
*С 01.05.2015 «подхват»
функций ГП*

Крупные потребители

- ГУП «Чечводоканал»
- МУП «Водоканал» г. Грозный
- Войсковая часть 6790
- ОАО «Грознефтегаз»
- ГУП «Чеченцемент»
- ПАО «Мегафон»
- ФГБУ «Центральное Жилищно-Коммунальное управление по ЮВО»

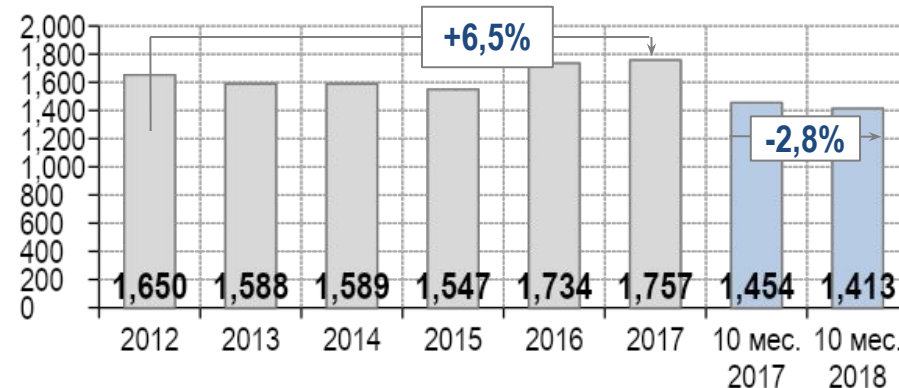
УДЕЛЬНАЯ АВАРИЙНОСТЬ

аварий / тыс. у.е.



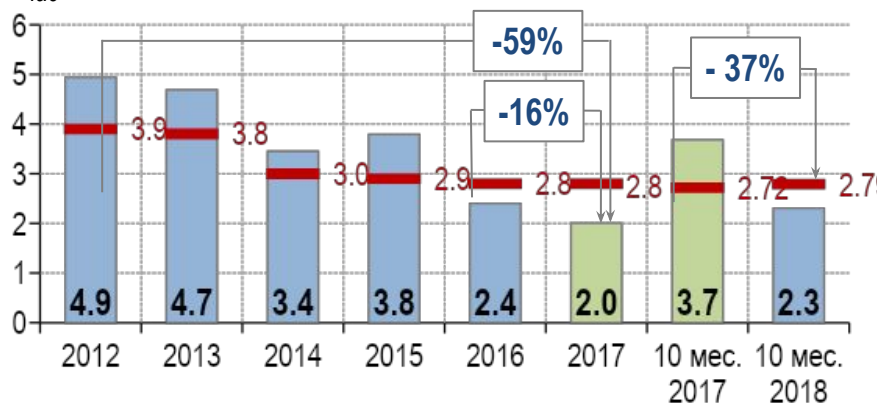
ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ

млн. кВт·ч



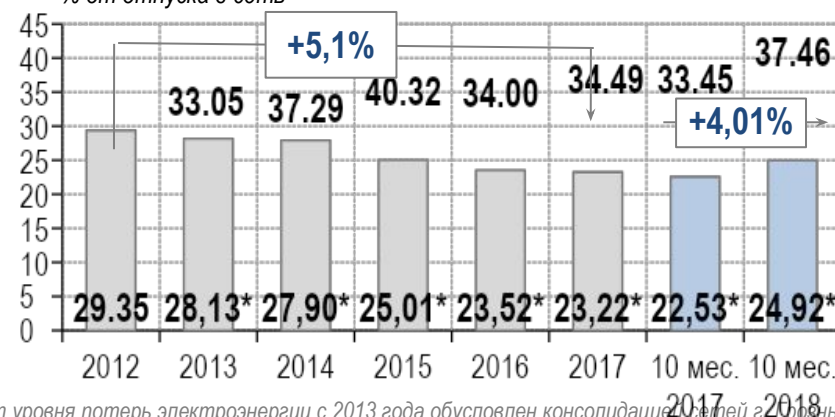
СРЕДНЯЯ ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

час



ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

% от отпуска в сеть



Рост уровня потерь электроэнергии с 2013 года обусловлен консолидацией сетей г. Грозный, г. Аргун, г. Гудермес с 01.10.2013.

* Без учета показателей консолидированных сетей г. Грозный, г. Аргун, г. Гудермес

Филиал / управляемое Общество	Удельная аварийность, аварий/тыс. у.е.				Средняя длительность перерывов электроснабжения потребителей, ч			
	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение	ОЗП 2015/2016	ОЗП 2016/2017	ОЗП 2017/2018	Отклонение
ПАО «MPCK Северного Кавказа»	1,90	1,23	1,67	+36,6%	3,56	4,72	4,36	-7,7%
АО «Чеченэнерго»	1,78	0,89	1,44	+61,5%	3,90	2,49	0,87	-65,1%
МЭС Юга								
Среднее по ПАО «Россети»								

ГОТОВНОСТЬ К ПРОВЕДЕНИЮ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

Наименование ДЗО/филиала	Собственные ресурсы:												Ресурсы подрядных организаций		
	ВСЕГО			в т.ч. моб. бригад			РИСЭ			в т.ч. передвиж. РИСЭ, шт.					
	бригад	чел.	ед. техн.	бригад	чел.	ед. техн.	< 30 кВт	≥ 30 кВт	РΣ,кВт	< 30 кВт	≥ 30 кВт	РΣ,кВт	бригад	чел.	ед. техн.
АО «Чеченэнерго»	21	99	29	1	5	2	0	4	170	0	4	170	22	90	39
ПАО «MPCK Северного Кавказа» ВСЕГО	591	2406	674	36	156	67	40	17	1548,2	40	9	840,2	213	670	325

ЗНАЧИМЫЕ АВАРИИ НА ТЕРРИТОРИИ ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ В ОЗП 2016/2017 ГОДОВ

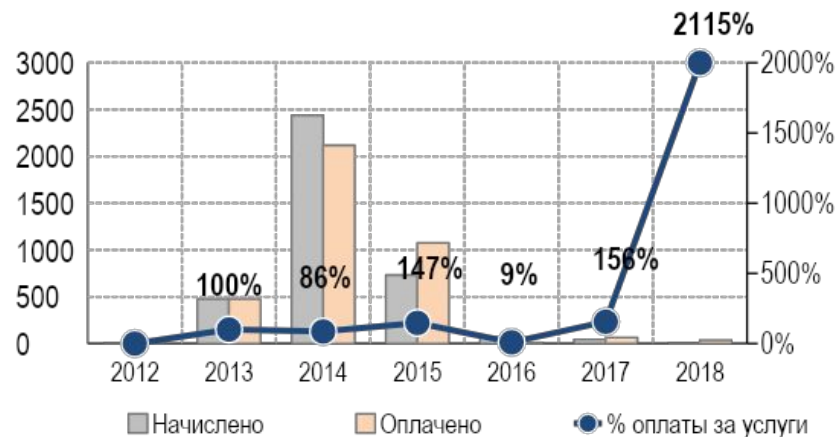
В период ОЗП 2017/2018 гг. крупных аварий на территории Чеченской Республики (АО «Чеченэнерго») не было.

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



Доля просроченной ДЗ на 01.01.2017 – **88%**
 Доля просроченной ДЗ на 01.01.2018 – **89%**
 Доля просроченной ДЗ на 01.01.2019 – **0%**

УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ



СТРУКТУРА ПРОСРОЧЕННОЙ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ

млн рублей

Территориальные сетевые организации

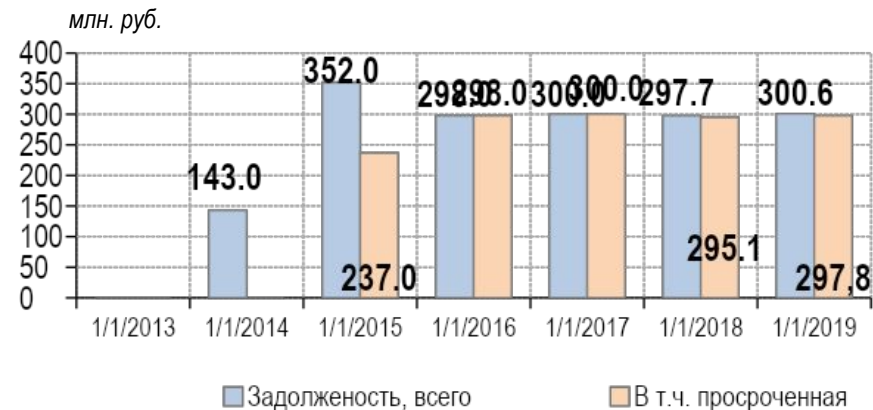
Организация	Задолженность на 01.01.2019, млн руб.	Просроченная задолженность на 01.01.2019, млн руб.	% оплаты за 2018 год	Динамика задолженности за 2018 год, млн руб.	Среднемес. начисление за 2018 год млн руб.
ВСЕГО	1,7	0	0%	-35,3	0
АО «Оборонэнерго»	1,7	0	0%	-35,3	0

ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

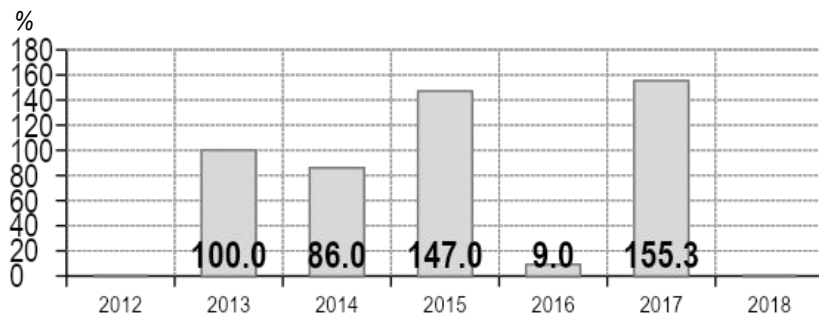


ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ

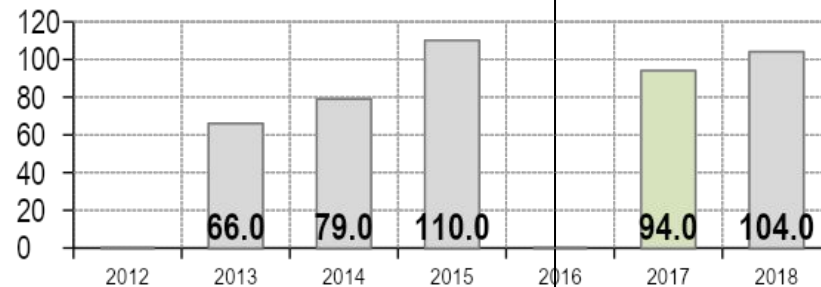


УРОВЕНЬ ОПЛАТЫ

ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



ЗА ОПЛАТУ ПОТЕРЬ



ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ (САЛЬДО)

млн руб.



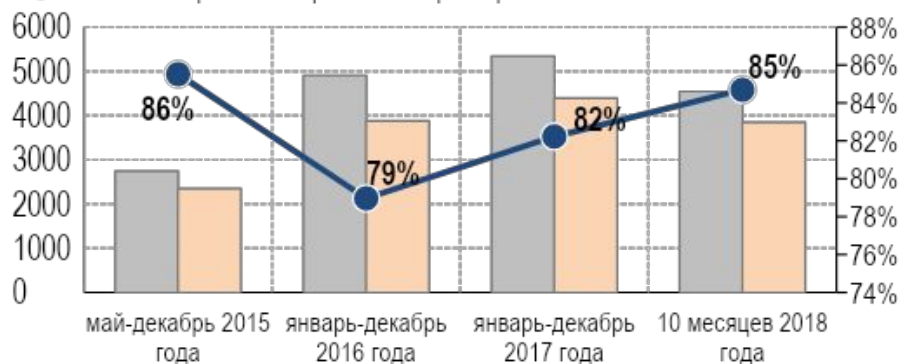
ЗАДОЛЖЕННОСТЬ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ

млн руб.



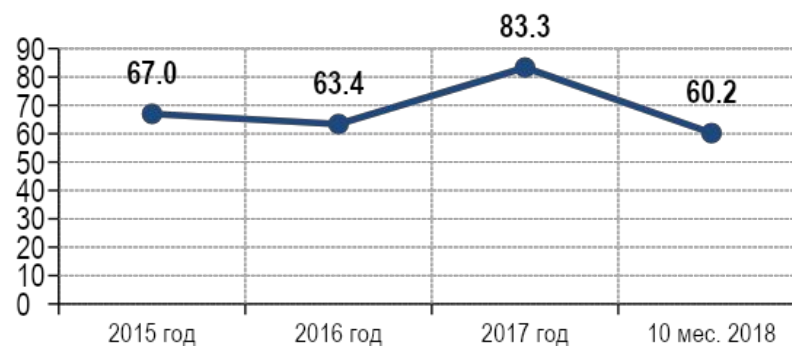
УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

■ Начислено
■ Оплачено
● % оплаты на розничном рынке электроэнергии



УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ НА ОРЭМ

%





ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
MPCK
СЕВЕРНОГО КАВКАЗА



РОССЕТИ

163

2.2. Данные из ежеквартального паспорта региона присутствия АО «Чеченэнерго»

Эксплуатацию электросетевых объектов и технологическое присоединение потребителей на территории Чеченской Республики осуществляют ДЗО ПАО «Россети»:

- объекты распределительных сетей: АО «Чеченэнерго» - управляемое ПАО «MPCK Северного Кавказа»
- объекты магистральных сетей: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ставропольское ПМЭС (МЭС Юга)

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ставропольское ПМЭС

Подстанции 110-330 кВ, шт.	16
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	5,96
Протяженность ЛЭП 110-330 кВ, тыс. км	2,75

АО «Чеченэнерго» - управляемое ПАО «MPCK Северного Кавказа»

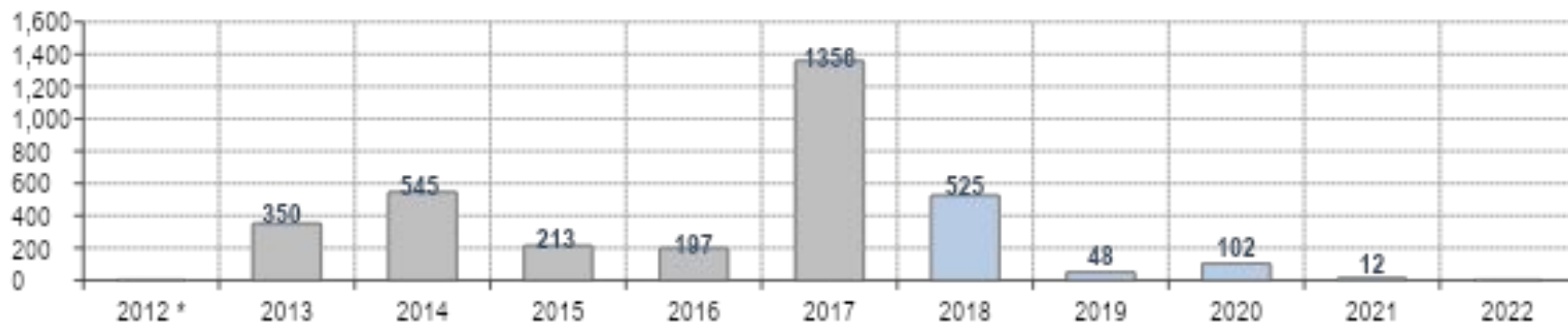
Подстанции 35 кВ и выше, шт.	85
Трансформаторная мощность, тыс. МВА	1,189
ТП 6-35/0,4 кВ, шт.	5008
Трансформаторная мощность ТП, тыс. МВА	1,04
Протяженность ЛЭП 35 кВ и выше, тыс. км	2,12
Протяженность ЛЭП 0,4-20 кВ, тыс. км	12,2

ПАО «MPCK СЕВЕРНОГО КАВКАЗА»

- 1 Ставропольский край
- 2 Карачаево-Черкесская Республика
- 3 Кабардино-Балкарская Республика
- 4 Северо-Осетинская Республика
- 5 Республика Ингушетия
- 6 Чеченская Республика
- 7 Республика Дагестан



млн. руб.



■ Факт 2012-2017 годов

■ Утвержденная инвестиционная программа на 2016-2022 гг.
(Приказ МЭ РФ от 15.11.2017 №19)

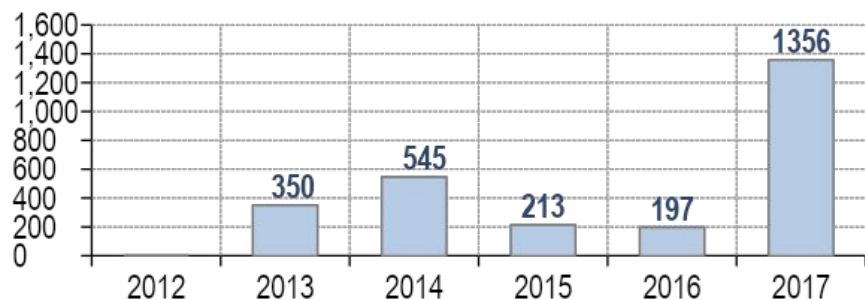
ИСПОЛНЕНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ 2014-2016 И УТВЕРЖДЕННАЯ ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРОГРАММА 2016-2022

Наименование ДЗО / филиала	Выполнение инвестиционных программ, % от плана						Проект инвестиционной программы 2016-2022, млн. руб. (корректировка относительно утвержденной ИП, %)										Ввод в ОФ, млн. руб.	
	2014		2015		2016		2014 факт	2015 факт	2016 факт	2017 факт	2018 план	2019 план	2020 план	2021 план	2022 план	Всего 2018-2022	Всего 2018-2022	
	Ввод в ОФ	Финанс-е	Ввод в ОФ	Финанс-е	Ввод в ОФ	Финанс-е												
АО «Чеченэнерго»	97%	105%	95%	92%	304%	276%	545	213	197	1 355,92	524,50	48,06	101,89	11,80	0,00	686,26	490,61	

Инвестиционная программа АО «Чеченэнерго» на 2016-2022 гг. утверждена приказом Минэнерго России от 15.11.2017 №19

ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ФИНАНСИРОВАНИЯ

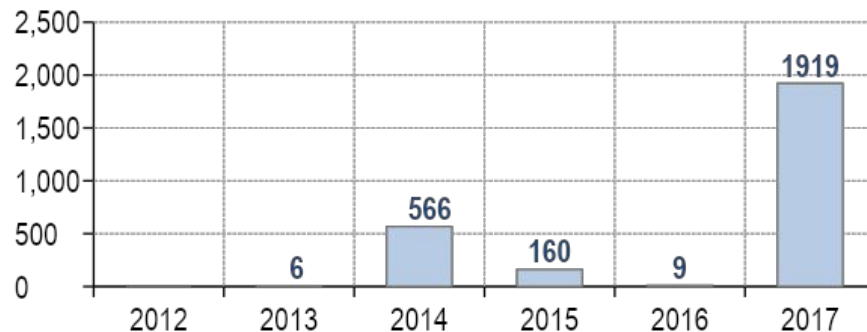
млн. рублей



2 661 финансирование в 2012-2017 годах, млн. рублей

ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ОФ

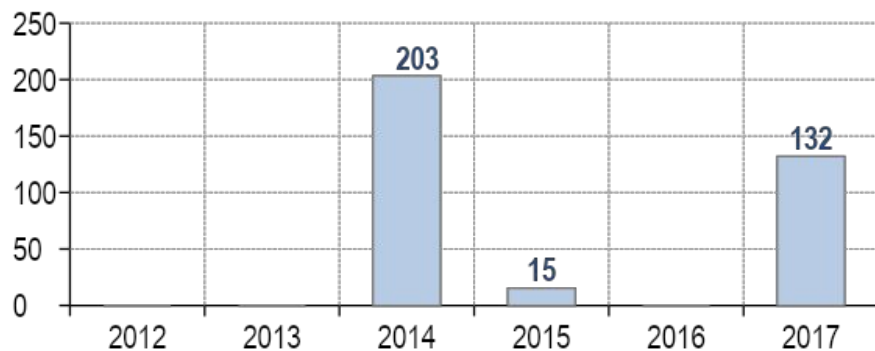
млн. рублей



2 660 ввод в основные фонды в 2012-2017 годах, млн. рублей

ДИНАМИКА ВВОДА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ

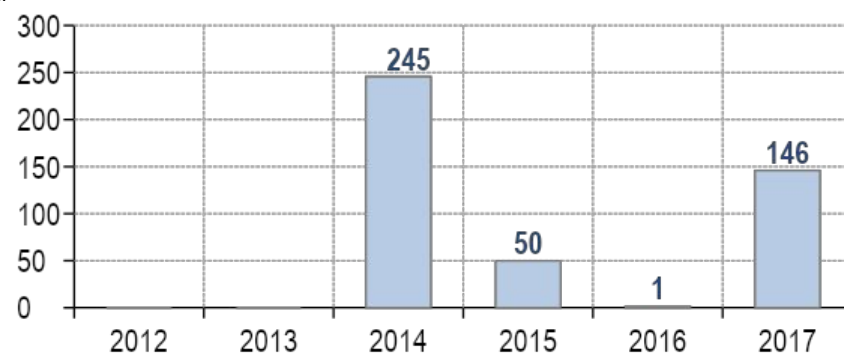
МВА



350 ввод трансформаторной мощности в 2012-2017 годах, МВА

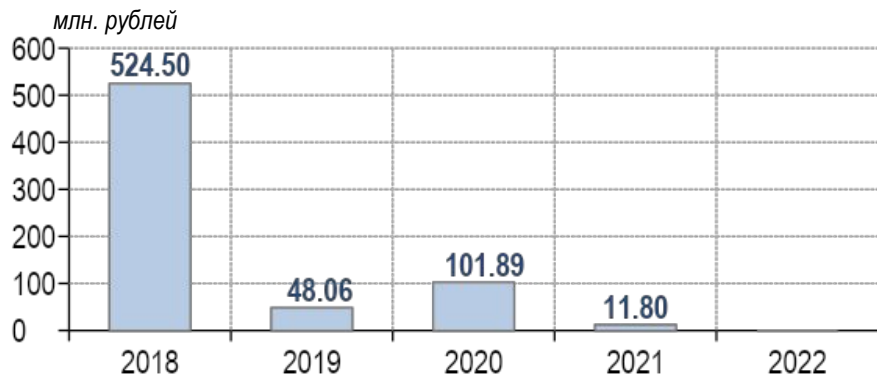
ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

км



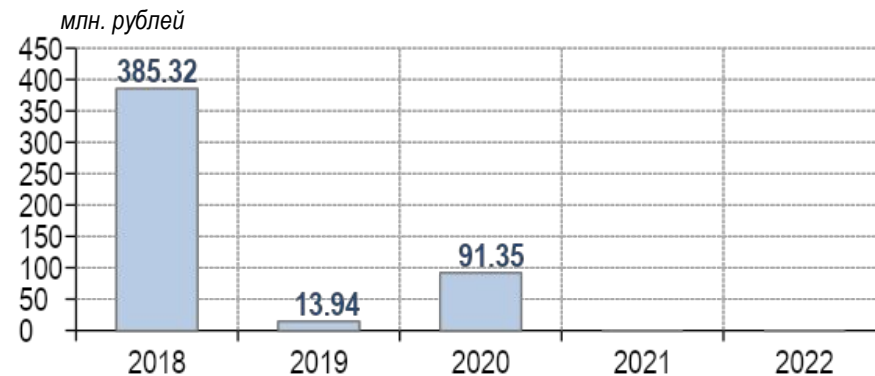
442 ввод линий электропередачи в 2012-2017 годах, км

ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ФИНАНСИРОВАНИЯ



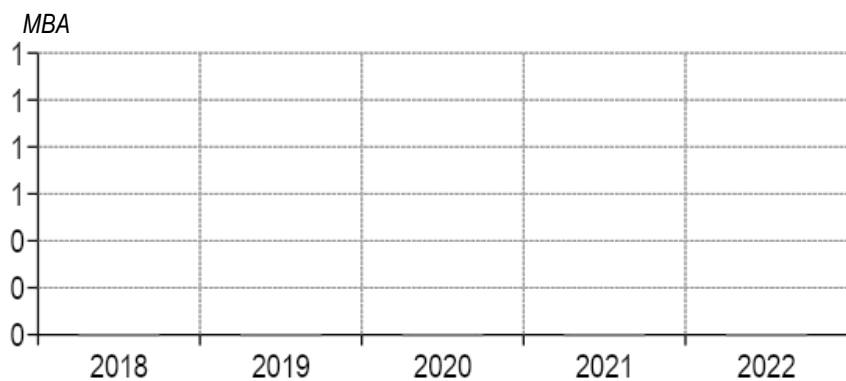
финансирование • 686 млн. рублей по утвержденной ИП

ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ОФ



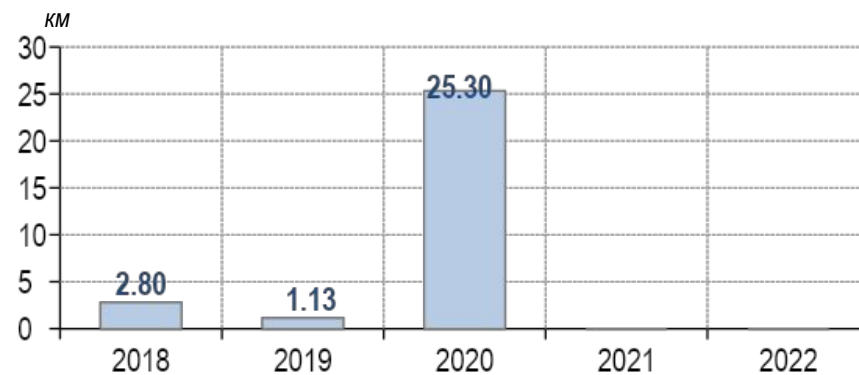
ввод в ОФ • 491 млн. рублей по утвержденной ИП

ДИНАМИКА ВВОДА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ



ввод в ОФ • 0 МВА по утвержденной ИП

ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ ВВОДА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

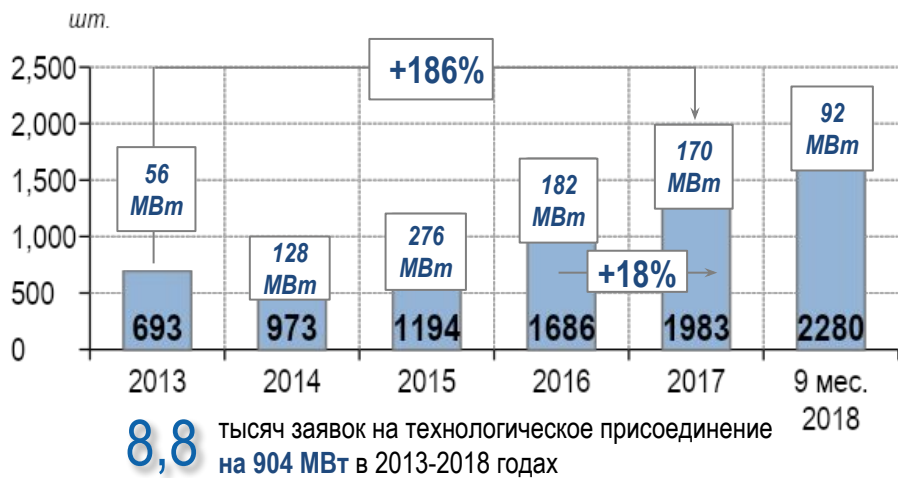


ввод в ОФ • 29 км по утвержденной ИП

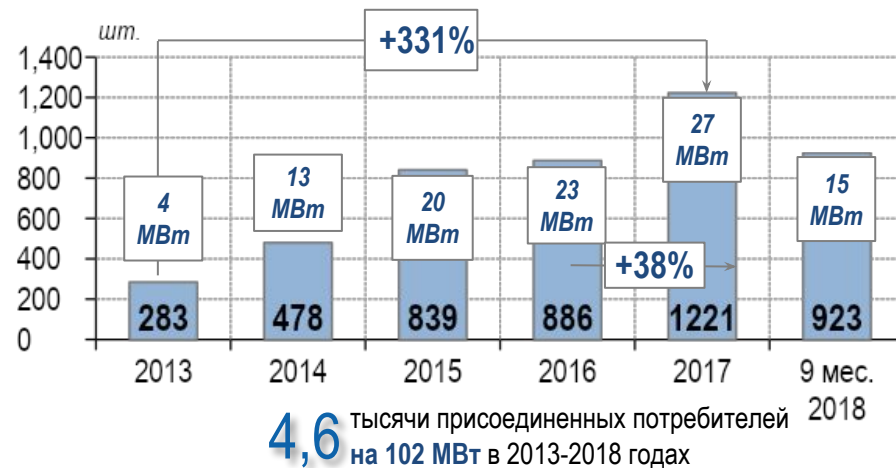


Наименование титула	Назначение проекта	Сроки реализации	Полная стоимость млн. руб.	Проектная мощность	
				МВА	км
Филиал «Ставропольэнерго»					
Строительство ПС 110/35/10 кВ "Курчалой 110 с заходами ВЛ 110 кВ	Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей Курчалоевского и Гудермесского районов, разгрузка ПС «Ойсунгур» (закрытый центр питания), в соответствии с расчетами электротехнических режимов. Строительство данной ПС создаст возможность образования внутрисистемного кольца ПС «Курчалой-Ойсунгур-Гудермес-Тяговая-Аргунская ТЭЦ-Курчалой.	2016-2017	1 202,99	50	96,21
Строительство ПС 110/10 кВ "Гудермес-Сити" с организацией заходов ВЛ 110 кВ	Обеспечение качественного и бесперебойного электроснабжения Гудермесского района, сокращение эксплуатационных расходов за счет использования современного надежного оборудования с большим межремонтным периодом, снижение величины возможного ущерба из-за аварийного недоотпуска электроэнергии за счет повышения селективности и коэффициента готовности устройств РЗА.	2011-2017	488,12	50	0,3
Строительство ПС 110/10 кВ "Черноречье-110"(строительство ПС 110/10 с 2-мя трансформаторами по 16,0 МВА, строительство ВЛ 110 кВ : отпайка от ВЛ 110 кВ ПС "Грозный-330"- ПС "ГРП" Л 136/ВЛ 110 кВ ПС "ГРП"-ПС "Октябрьская" Л 137 до ПС "Черноречье-110")	Обеспечение качественного и бесперебойного электроснабжения п.Черноречье с прилегающими территориями Заводского района Чеченской Республики, обеспечение электроснабжением спортивно-оздоровительного туристического комплекса «Грозненское море».	2014-2017	348,08	32	3,19

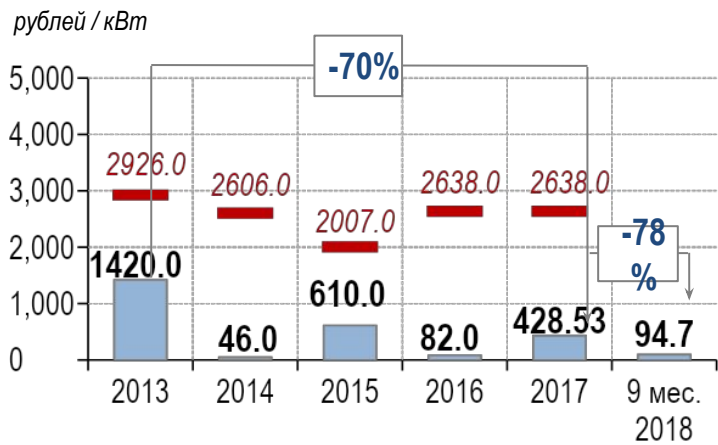
ЗАЯВКИ НА ТП



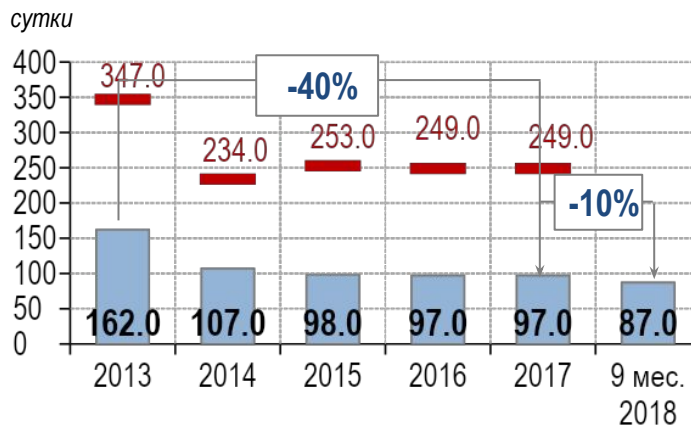
ИСПОЛНЕНО ДОГОВОРОВ ТП



СТОИМОСТЬ ТП



СРОКИ ТП ДО 150 КВТ



— XX Среднее значение в ПАО «Россети»

ДЕЙСТВУЮЩИЕ ДОГОВОРЫ ТП НА 30.09.2018

3 168 Договоров ТП на 266 МВт

ПРОСРОЧЕННЫЕ
2 063 Договоров ТП на 91 МВт



ЗАГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ

Центры питания 35 кВ и выше			Центры питания 35 кВ и выше, без ограничений по ТП на 31.10.2018				Центры питания 35 кВ и выше, с ограничением по ТП на 31.10.2018			
Количество центров	Суммарная установленная мощность	Суммарная мощность в час максимума нагрузки	по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров		по данным контрольных замеров режимного дня		с учетом заключенных договоров	
			шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Профицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА	шт.	Дефицит мощности МВА
83	1195,6	598,15	59	206,15	48	135,5	24	125,475	35	276,13

* Прирост мощности по заключенным договорам и актам ТП приведен нарастающим итогом к базисному 2012 году

Заявитель: Министерство промышленности и энергетики Чеченской Республики (24 МВт)

Место нахождения: Чеченская Республика, Итум-Калинский район, с. Ведучи (вновь сооружаемый всесезонный горнолыжный курорт «Ведучи»)

Центр питания: ПС 110 кВ Цемзавод, ПС 110 кВ Горец

Заявка: от 20.05.2015

Договор об осуществлении ТП: от 26.08.2016 №337/2016

Стоимость по договору: 19,767 тыс. руб. (без НДС)

Дата исполнения обязательств по договору: 26.08.2020

Мероприятия, выполняемые сетевой организацией: Расширение ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ Цемзавод с установкой новой линейной ячейки проектируемой ЛЭП 110 кВ Цемзавод – Ведучи с элегазовым выключателем. Расширение ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ Горец (инв. №ЧЭ0001792) с установкой новой линейной ячейки проектируемой ЛЭП 110 кВ Горец – Ведучи с элегазовым выключателем. Замену провода ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) на провод не менее АС-150. Замену провода ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162) на провод не менее АС-150. Замену на ПС 110 кВ Шали провода ошиновки ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162) на провод не менее АС-150. Замену на Аргунской ТЭЦ провода шин 110 кВ и ошиновок ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162) и ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) на провод не менее АС-150. Замену на ПС 330 кВ Грозный провода ошиновки ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) на провод не менее АС-150.

Текущий статус выполнения мероприятий: Мероприятия включены в инвестиционную программу АО «Чеченэнерго» 2016-2022.

Заявитель: ПАО «ОГК-2» (346,8 МВт)

Место нахождения: Чеченская Республика, г. Грозный, Заводской район, ул. Индустриальная (Грозненская ТЭС)

Точки присоединения: конечная опора вновь образуемой ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник; конечная опора вновь образуемой ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками; конечная опора вновь образуемой ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь; конечная опора вновь образуемой ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь; конечная опора вновь образуемой ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84; конечная опора вновь образуемой ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная I цепь; конечная опора вновь образуемой ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная II цепь; конечная опора вновь образуемой ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая.

Заявка: от 27.07.2017

Договор об осуществлении ТП: от 28.02.2018 №155/2018

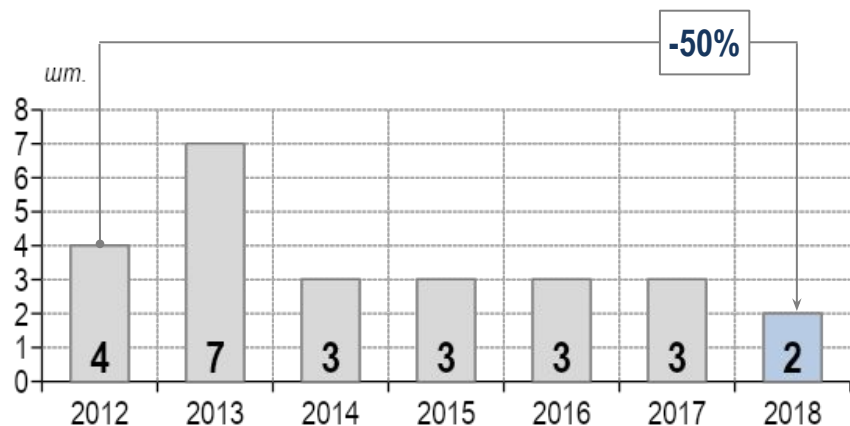
Стоимость по договору: 917,091 млн. руб. (без НДС)

Дата исполнения обязательств по договору: I этап - не позднее 01.10.2018, II этап - не позднее 01.12.2018, III этап - не позднее 30.06.2019

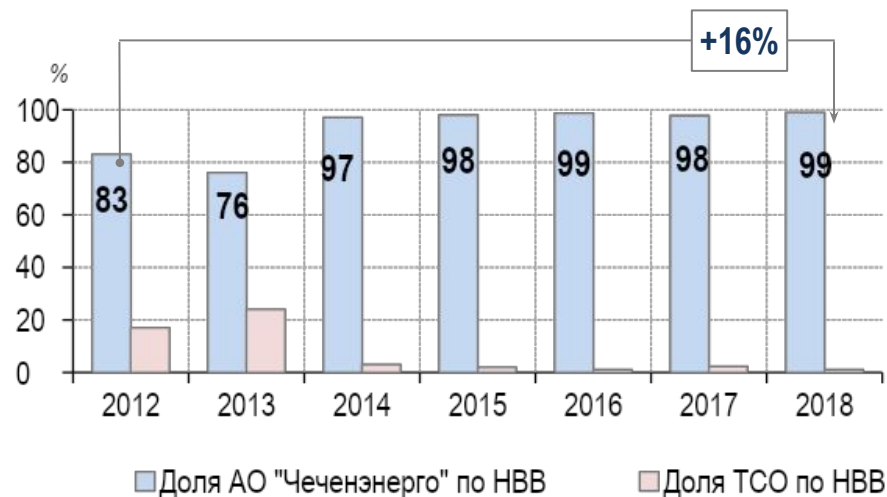
Мероприятия, выполняемые сетевой организацией: Сооружение одной ЛЭП 110 кВ на Грозненскую ТЭС с присоединением отпайкой от существующей ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109). Сооружение одной ЛЭП 110 кВ на Грозненскую ТЭС с присоединением отпайкой от существующей ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110). Перезавод ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109) на Грозненскую ТЭС путем отсоединения данной ВЛ от ПС 110 кВ ГРП-110, с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник. Перезавод ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) на Грозненскую ТЭС путем отсоединения данной ВЛ от ПС 110 кВ ГРП-110, с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайками. Сооружение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь. Перезавод ВЛ 110 кВ ПС № 84 – ГРП-110 (Л-182) на Грозненскую ТЭС путем отсоединения данной ВЛ от ПС 110 кВ ГРП-110 и достройки участка ВЛ до Грозненской ТЭС с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ПС №84 . Реконструкцию ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой в двух линейных ячейках ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь, ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь существующего оборудования. Реконструкцию ПС 110 кВ Северная в объеме, необходимом для замыкания транзита 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная – Восточная – Грозный. Сооружение двух ЛЭП 110 кВ на Грозненскую ТЭС в двухцепном исполнении с присоединением отпайками к ВЛ 110 кВ Грозный – Южная I цепь (Л-114) и ВЛ 110 кВ Грозный – Южная II цепь (Л-115) с образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная I цепь и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный с отпайкой на ПС Южная II цепь. Сооружение ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая. Строительство ПС 110 кВ Плиево Новая. Строительство новой линейной ячейки 110 кВ на ПС 110 кВ Плиево Новая для присоединения ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Плиево Новая.

Текущий статус выполнения мероприятий: Выполнение мероприятий со стороны Сетевой организации и Заявителя.

КОЛИЧЕСТВО ТСО



ДОЛЯ РЫНКА ПО НВВ АО «ЧЕЧЕНЭНЕРГО»

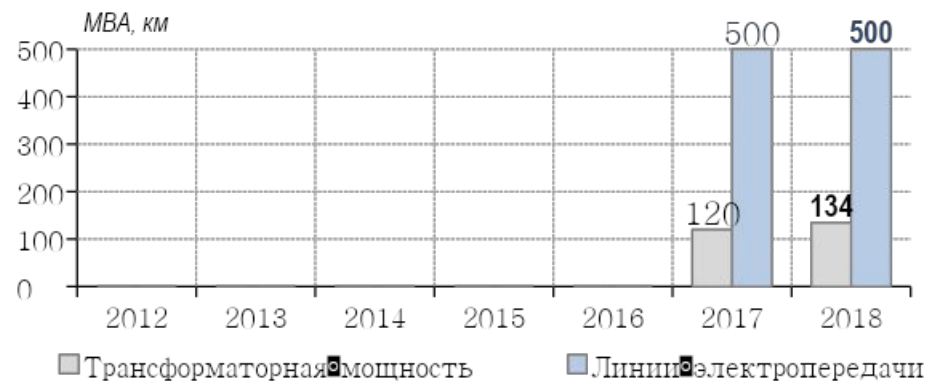


ОБЪЕМЫ КОНСОЛИДАЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ АКТИВОВ

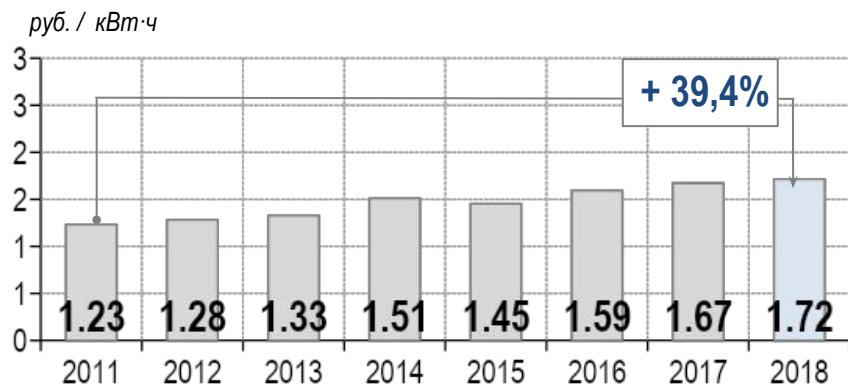
Аренда электросетевых объектов (ежегодный объем)



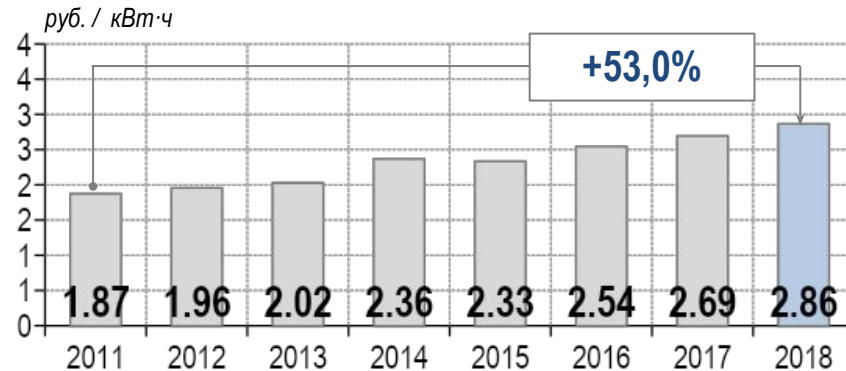
Приобретение электросетевых объектов (нарастающим итогом)



СРЕДНИЙ ТАРИФ НА ПЕРЕДАЧУ



СРЕДНИЙ КОНЕЧНЫЙ ТАРИФ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ



АО «Чеченэнерго». Метод регулирования – долгосрочная индексация 2018-2022 годы. Средний тариф на передачу электрической энергии вырос с 2011 года на 39,4% и составляет 1,72 рубля за кВт·ч. Средний конечный тариф на электроэнергию увеличился на 51,1% относительно 2011 года – до 2,83 рублей за кВт·ч.

млн. рублей

Показатели	Факт	Факт	Факт	Факт	Факт	Бизнес-план	Бизнес-план	Факт
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	9 месяцев 2018	
Выручка	402	2 095	3 085	4 419	4 726	5 229	3 723	3 589
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	402	2 065	1 955	2 478	2 630	2 921	2 107	2 124
<i>от технологического присоединения</i>	0	1	12	2	11	2	1	1
Себестоимость продукции (услуг) с учетом управленческих и коммерческих расходов	666	2 408	3 984	4 745	5 350	5 843	4 231	4 425
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	666	2 380	2 764	2 821	3 219	3 573	2 601	2 832
<i>от технологического присоединения</i>	0	1	12	3	14	1	0	5
Чистая прибыль/Убыток	-229	-279	-1 056	-788	-1 888	-2 163	-1 620	-1 504
<i>услуги на передачу электроэнергии</i>	-229	-281	-888	-316	-878	-741	-559	-978
<i>от технологического присоединения</i>	0	0	0	0	0	1	0	0
Долг (на конец периода)	342	423	459	560	516	121	121	544
Средневзвешенная ставка заимствования	10,00%	9,67%	9,67%	10,32%	9,67%	-	-	9,7%
ЕБИТДА	-191	37	-600	-443	-1 638	-1 584	-1 187	-1 138
Долг/ЕБИТДА	-2	11	-1	-1	0	-0,1		
Финансирование ИПР	346	545	213	189	1 356	525	482	368