

**Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
И ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ
ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»**

Суюнчев М.М., Репетюк С.В., Темная О.В.

**Разработка методологии стимулирующего тарифного
регулирования распределительных электросетевых
компаний на основе бенчмаркингового исследования
удельной стоимости обслуживания**

Москва 2018

Аннотация. В настоящей работе, подготовленной по результатам научно-исследовательской работы «Разработка методологии стимулирующего тарифного регулирования распределительных электросетевых компаний на основе бенчмаркингового исследования удельной стоимости обслуживания» проанализированы международный опыт и российская практика стимулирующего регулирования электросетевых организаций.

По данным 2014-2016 гг. выявлены факторы, влияющие на величину подконтрольных затрат основных российских электросетевых компаний, и построена модель подконтрольных затрат электросетевых компаний в зависимости от влияющих факторов. Предложен метод расчета эталонных подконтрольных затрат электросетевых компаний. Проведена оценка возможного влияния на деятельность электросетевых компаний внедрения системы стимулирующего регулирования по эталонным затратам.

Abstract. The article presents the results of scientific research «The development of incentive regulation Methodology, based on benchmarking of Distribution Electricity Networks maintenance unit costs», which analyzes international and Russian practice of distribution electricity networks incentive regulation.

Factors effecting to the value of Russian distribution electricity networks maintenance manageable costs are identified, and the factors-costs model is developed. The methods of distribution electricity networks yardstick maintenance manageable calculations are considered. The possible effect of the yardstick costs incentive regulation on distribution electricity networks performance is evaluated.

Суюнчев М.М. директор Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ

Репетюк С.В заместитель директора Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ

Темная О.В. директор Центра методологии судебной экономической экспертизы Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ

Данная работа подготовлена на основе материалов научно-исследовательской работы, выполненной в соответствии с Государственным заданием РАНХиГС при Президенте Российской Федерации на 2017 год

Содержание

1 Теория и практика применения стимулирующего регулирования электросетевого комплекса	4
2 Бенчмаркинг подконтрольных расходов электросетевых компаний Российской Федерации.....	26
2.1 МЕТОДОЛОГИЯ БЕНЧМАРКИНГОВОГО ИССЛЕДОВАНИЯ.....	26
2.2 Выявление факторов, влияющих на величину подконтрольных расходов.....	31
2.3 ПРОВЕРКА ЛИНЕЙНОЙ РЕГРЕССИОННОЙ МОДЕЛИ ПОДКОНТРОЛЬНЫХ РАСХОДОВ НА ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НА СТАТИСТИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ	60
2.4 ФОРМИРОВАНИЕ РЕГРЕССИОННОЙ МОДЕЛИ ЗАВИСИМОСТИ ПОДКОНТРОЛЬНЫХ РАСХОДОВ НА ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ ОТ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВЛИЯЮЩИХ ФАКТОРОВ ПО ДАННЫМ 2015 Г.	64
3 Определение эталонных подконтрольных расходов на обслуживание объектов электросетевого хозяйства для целей тарифного регулирования	68
Заключение.....	72
Список использованных источников	73

1 Теория и практика применения стимулирующего регулирования электросетевого комплекса

Понятие и методы стимулирующего регулирования.

Ввиду того, что традиционные методы регулирования естественных монополий не всегда эффективны, в последнее время применяются модели стимулирующего регулирования. Методы стимулирующего регулирования направлены на снижение издержек электросетевых компаний и предотвращения установления завышенных тарифов.

Стимулирующее тарифное регулирование – это регулирование, основанное на эффективности (performancebased regulation, PBR). Понятие стимулирующего тарифного регулирования подробно рассмотрено в работах как зарубежных (Joskow, Crew and Kleindorfer, Armstrong and Sappington), так и отечественных авторов (Ю.Орловой, И.Золотовой, В.Минковой, В.Карле).

К преимуществам использования стимулирующего тарифного регулирования по сравнению с традиционными подходами к регулированию (затратным регулированием и регулированием предельной цены) отнесены:

- гибкость - регулятор может использовать индивидуально подобранную комбинацию стимулирующих механизмов (с учетом поставленных целей);
- создание стимулов для повышения эффективности регулируемых компаний, и, в конечном итоге, для снижения тарифов по конечным потребителям в долгосрочной перспективе;
- устойчивость (предсказуемость) правил стимулирующего регулирования, содействующая увеличению инвестиций в модернизацию сетевых отраслей;
- создание механизмов, имитирующих конкурентные условия в естественно-монопольной среде (например, зависимость дохода компаний от достижения определенных показателей);
- разделение регулируемой компанией инвестиционных рисков с потребителями;
- ориентация регулируемой компании на потребителя, на достижение и поддержание определенного качества услуг.

Ограничениями использования стимулирующего регулирования, по мнению авторов [1], являются:

- зависимость результатов перехода к стимулирующему регулированию от уровня развития институциональной среды (независимости и квалифицированности регулятора);
- частая потребность в разработке дополнительных механизмов для контроля капитальных затрат (для предотвращения излишнего инвестирования);
- увеличение нагрузки на регулирующий орган (помимо затрат на сбор и анализ информации, дополнительные ресурсы требуются на построение моделей для бенчмаркинга).

В соответствии с мнением, изложенным в [2], суть методов стимулирующего регулирования предполагает формирование величины предельной выручки, цены или финансового результата регулируемой организации с учетом применения стимулирующих механизмов.

Таким образом, под стимулирующим тарифным регулированием следует понимать систему методов регулирования, стимулирующих регулируемую компанию:

- во-первых, к сокращению (оптимизации) операционных затрат при содержании эксплуатируемого оборудования в надлежащем состоянии;
- во-вторых, к эффективной реализации инвестиционных программ по модернизации и новому строительству.

Существует три теоретических подхода к стимулирующему регулированию сетевых тарифов:

- регулирование на основе установления предельной суммы выручки или цен сетевой компании (*revenue/price cap regulation*);
- регулирование по эталонным показателям (*yardstick regulation* или *yardstick competition*);
- гибридные методы стимулирующего регулирования.

Данное исследование более детально рассматривало подход «*Регулирование по эталонным показателям (yardstick regulation или yardstick competition)*».

Регулирование по эталонным показателям – способ установления регулируемых цен, не основанных на прошлых или прогнозируемых затратах регулируемых фирм, а на основе показателей деятельности. Компания сравнивается с остальными фирмами отрасли или с эффективными компаниями, работающими в других регионах. В полной мере компаний не контролируют свои доходы. Они полностью связаны с показателем

эффективности других поставщиков. Второй подход связывает только одну часть доходов фирм с внешними показателями.

Таким образом, регулирование по эталонным показателям является механизмом, который предлагает методику измерения эффективности регулируемых фирм. Регулирование на основе бенчмаркинга оценивает эффективную границу производительности, основанную на показателях наиболее эффективной фирмы в отрасли. Для эталонного тестирования используются несколько методов, таких как анализ среды функционирования или скорректированный метод наименьших квадратов.

Сравнивая аналогичные фирмы, регулирующий орган может использовать затраты других компаний для определения уровня достижимых затрат данной компании и, позволяя регулируемым компаниям восстанавливать ориентировочные, а не фактические затраты, регулирующий орган может стимулировать снижение затрат и ослабить информационное преимущество. Регулирование на основе сравнения с эталонными показателями было успешно использовано в случаях, когда данные о затратах не были доступны, а также в совокупности с другими методами регулирования [6].

Метод регулирования по эталонным показателям привлекателен тем, что доход фирмы определяется не его собственными издержками, а производительностью рынка в целом. Таким образом, данный способ регулирования является эффективной схемой фиксированной цены, которая делает фирму претендентом на доход, как, например, в модели предельной суммы выручки или цен, и это является основным стимулом для экономии издержек фирмы.

Еще одной важной чертой регулирования на основе эталонных показателей является то, что допустимый доход определяется постфактум, т.е. в конце каждого периода регулирования.

Существует несколько наиболее распространенных методов сравнения эффективности компаний или регулирования по эталонным показателям [7, 8]:

- 1) индекс удельных единиц (Partial Performance Indicator);
- 2) индекс совокупной производительности факторов производства (index-number-based Total Factor Productivity или индексный TFP-анализ);
- 3) эконометрический анализ;
- 4) анализ с использованием стохастических границ производственных возможностей (Stochastic Frontier Analysis);

5) анализ среды функционирования (Data Envelopment Analysis).

В данном исследовании более детально был рассмотрен метод эконометрического анализа. При эконометрическом моделировании затрат производительность измеряется путем сравнения фактических затрат компании с затратами, предсказываемыми моделью по формуле (1) [9].

$$\gamma_i = C_i - \hat{C}_i, \quad (1)$$

где γ_i – расчетная эффективность затрат;

C_i – фактические затраты;

\hat{C}_i – смоделированные затраты.

Эконометрические функции затрат отражают затраты, которые ожидаются для фирмы с учетом среднего стандарта эффективности. Важным преимуществом эконометрического бенчмаркинга является оценка точности таких «точечных» прогнозов. Точность выше, поскольку отклонение ошибки прогнозирования уменьшается.

Другим преимуществом такого подхода является то, что он может быть чувствительным к широкому диапазону условий функционирования электросетевых компаний. Бенчмаркинг на основе эконометрического анализа не требует определения подходящей группы аналогичных фирм. Данный вид анализа позволяет более точно оценивать параметры модели [9].

К недостаткам эконометрического моделирования можно отнести [9]:

- 1) вычисление средней или ожидаемой функции стоимости, а не минимальной;
- 2) эконометрическая модель должна иметь функциональную форму, которая накладывает ограничения на производственные отношения;
- 3) невозможность разделения остатков на случайную ошибку и меру эффективности.

При этом недостатки относительно средней функции и определения функциональной формы являются спорными. Несмотря на то, что в экономической теории принято выделять именно минимальную функцию стоимости, противоречий в оценке средней функции стоимости нет, поскольку цены на конкурентных рынках в большей степени зависят от средней производительности отрасли. С целью обхода ограничений, связанных с функциональной формой модели, эконометристами

предложен ряд «гибких» функциональных форм. Гибкая функция затрат является хорошим приближением к любой базовой структуре производства. Вместе с тем невозможность разделения остатков на случайную ошибку и меру эффективности является серьезной проблемой эконометрического моделирования и может быть решена более продвинутыми методами [9].

На рисунке 1 представлена схема распределения методов стимулирующего регулирования.



Рисунок 1 – Методы стимулирующего регулирования

Стимулирующее тарифное регулирование в Российской Федерации.

В 2008 – 2009 гг., после завершения реформирования электроэнергетической отрасли страны и прекращения деятельности вертикально-интегрированного Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России», встал вопрос о совершенствовании методологии государственного тарифного регулирования и внедрении в практику регулирования стимулирующих методов, разработанных к тому времени теоретически и нашедших применение в практике многих зарубежных стран. Применение новых, более совершенных, методов тарифного регулирования было призвано повысить эффективность функционирования распределительного электросетевого комплекса в его новой конфигурации, включающей межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), вошедшие в ОАО «Холдинг МРСК» (впоследствии – ПАО «Россети») и территориальные сетевые организации (ТСО).

В соответствии с действующим законодательством (Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 №1178 (ред. от 07.05.2017) "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", п.12 Основ ценообразования) в отношении предприятий распределительного электросетевого комплекса в настоящее время применяется два метода тарифного регулирования – метод доходности инвестированного капитала (RAB – регулирование) и метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

Следует отметить, что метод регулирования доходности инвестированного капитала (RAB), фактически сочетает в себе как элементы стимулирующего регулирования, так и регулирования, базирующегося на затратах. RAB-регулирование гарантирует сетевой организации возврат и обеспечение доходности на вложенный капитал, а также обеспечивает регулируемой организации компенсацию текущих расходов, скорректированных с учетом установленного регулирующим органом индекса эффективности операционных расходов.

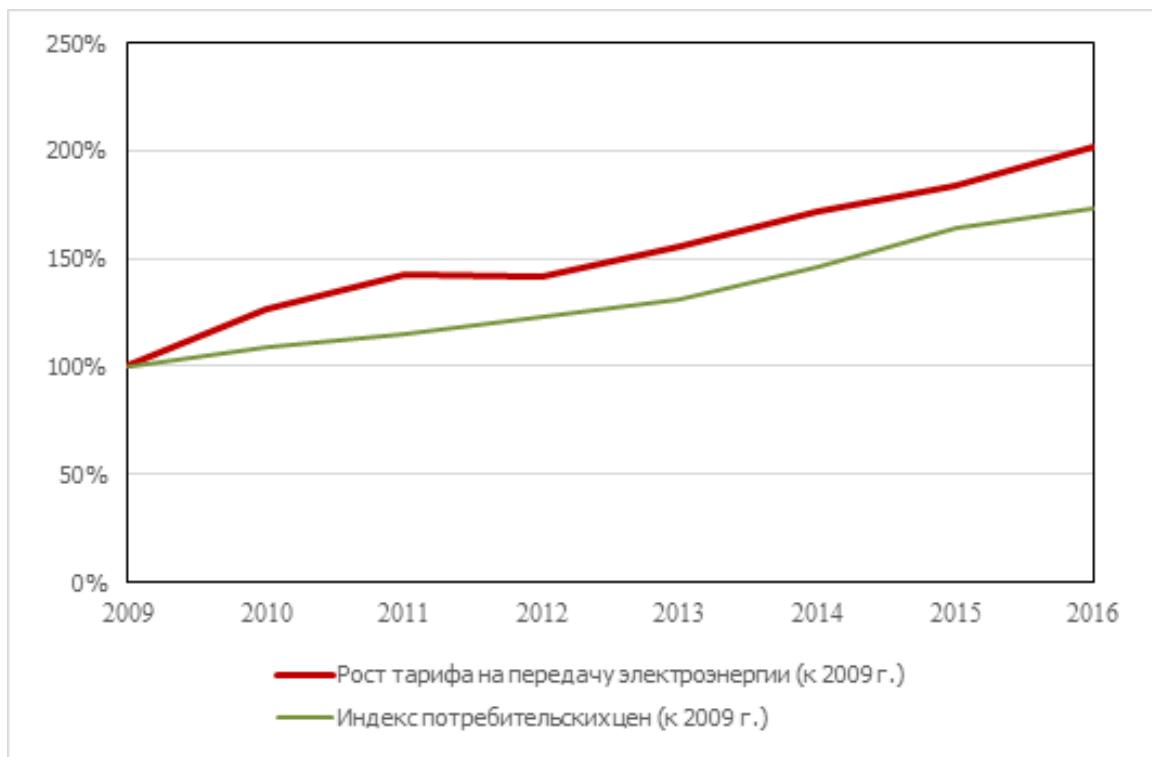
Внедрение метода RAB было направлено, в первую очередь, на стимулирование инвестиций в электросетевой комплекс.

Необходимо отметить, что в период после установления тарифов на основе методологии RAB Правительством Российской Федерации дважды были приняты специальные решения, обязывающие региональные регулирующие органы принять решения о пересмотре долгосрочных параметров регулирования («перезагрузка RAB»):

Метод сравнения аналогов (бенчмаркинг). Действующее законодательство в сфере тарифообразования предусматривает, что при применении методов доходности инвестированного капитала и метода индексации необходимой валовой выручки для установления долгосрочных параметров регулирования в качестве вспомогательного метода может использоваться метод сравнения аналогов. Данный метод предполагает использование сравнительного анализа (бенчмаркинга) показателей деятельности организации, осуществляющей регулируемую деятельность, с аналогичными показателями других организаций, сопоставимыми с ней по экономическим и техническим характеристикам. Метод сравнения аналогов может использоваться при расчёте долгосрочных параметров регулирования при регулировании с применением метода доходности инвестированного капитала – индекса эффективности операционных расходов и эффективного уровня операционных расходов; при регулировании с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки – индекса эффективности подконтрольных расходов и эффективного уровня подконтрольных расходов. Однако, вплоть до настоящего времени метод сравнительного анализа не нашел практического применения при определении регулирующими органами долгосрочных параметров деятельности субъектов регулирования в электросетевом комплексе. Фактически, при установлении величины основного долгосрочного параметра регулирования - базового уровня операционных затрат регулирующие органы исходя из фактически достигнутых затрат конкретной сетевой компании, а не средних или лучших показателей предприятий – аналогов.

Основной задачей стимулирующего регулирования в электросетевом комплексе является стимулирование регулируемых организаций к снижению (оптимизации) операционных затрат, направленное на сдерживание темпов роста тарифов на услуги по передаче электроэнергии для потребителей.

Как показывает анализ динамики роста тарифов на услуги по передаче электроэнергии (рисунок 2), за период после внедрения долгосрочных методов тарифного регулирования с элементами стимулирующего регулирования (с 2009 г.) темпы роста тарифов на услуги по передаче электроэнергии по распределительным в Российской Федерации существенно опережали темпов инфляции.



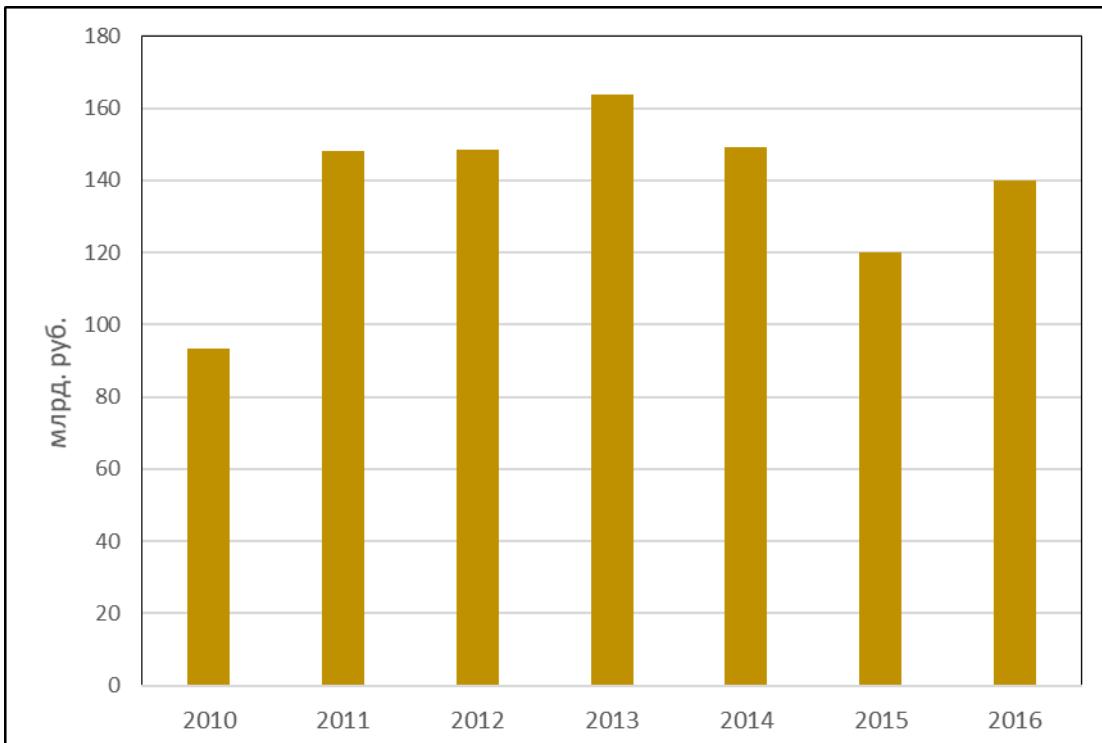
Источник: Расчет авторов по данным годовых отчетов ПАО «Россети» и данным Росстата

Рисунок 2 – Динамика роста средних (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям в среднем по ДЗО ПАО «Россети» за период 2009 – 2016 гг., %

В 2016 г. тарифы на услуги по передаче электроэнергии возросли в 2,0 раза при том, что потребительские цены в стране за тот же период возросли лишь в 1,7 раза.

Таким образом, можно сделать вывод, что на данный момент внедрение регулирования на основе методологии RAB в практику регулирования российского электросетевого комплекса не привело к значимым результатам по снижению затрат электросетевых предприятий и сдерживанию темпов роста тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

Другой важной задачей стимулирующего регулирования (в особенности, регулирования на основе методологии RAB) является привлечение дополнительных инвестиций в отрасль. На рисунке 3 показана динамика инвестиций в российский распределительный сетевой комплекс (в части межрегиональных распределительных сетевых компаний, являющихся ДЗО ПАО «Россети» за 2010 – 2016 гг.)



Источник: Годовые отчеты ПАО «Россети»

Рисунок 3 – Динамика финансирования инвестиций в распределительный электросетевой комплекс Российской Федерации (по ДЗО ПАО «Россети»), млрд руб.

Как видно из данных, представленных на рисунке 3, в период после введения долгосрочного тарифного регулирования в электросетевом комплексе произошел значительных рост объемов инвестиций (по ДЗО ПАО «Россети» на 75 % с 2010 по 2013 гг.). В 2014 – 2015 гг. имел место некоторый спад инвестиций, обусловленный общекономической ситуацией (в т.ч. удорожанием заемного финансирования). Однако уже в 2016 г. объемы инвестиций выросли по сравнению с предшествующим годом.

Таким образом, следует отметить, что внедрение долгосрочного тарифного регулирования в электросетевом комплексе положительно отразилось на объем финансирования инвестиционных вложений. Особенности развития стимулирующего регулирования непосредственно в распределительном электросетевом комплексе, определены «Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации» (утв. Распоряжением Правительства РФ от 3 апреля 2013 г. № 511-р, ред. от 18 июля 2015 г.). Стратегией предусмотрена разработка методологии применения стимулирующих методов регулирования, базирующейся на определении эталонных показателей с учетом количества условных единиц обслуживаемого оборудования, уровня загрузки сетей,

обеспечивающей прозрачность регулирования, повышение эффективности деятельности либо уход с рынка неэффективных сетевых организаций путем их консолидации с более крупными сетевыми организациями.

Стимулирующее тарифное регулирование в зарубежных странах.

Большое количество применяемых методик стимулирующего регулирования обусловлено спецификой структуры и различиями в степени развития электроэнергетических рынков различных стран (и штатов) и национальных экономик, а также вмешательством политических интересов, которые способны оказывать серьезное влияние на политику долгосрочного стратегического и инвестиционного планирования электросетевых компаний, операционную деятельность и взаимоотношения с инвесторами. В целом, в общем разнообразии существующих моделей регулирования можно выделить шесть стран, регуляторная структура которых имеет ярко выраженные характеристики (Германия, Финляндия, Испания, Норвегия, Великобритания, Нидерланды).

Германия. С 2009 г. в Германии применяется стимулирующее регулирование, построенное на использовании модели предельного роста цены ('price cap regulation'). Эта модель ограничивает рост предельной выручки электросетевой компании путем установления предельного допустимого размера совокупных издержек (TOTEX) компании на основе применения бенчмаркингового подхода.

Совокупные затраты сетевой компании делятся на «подконтрольные» и «неподконтрольные» (“non-influenceable”) расходы. К подконтрольным расходам относятся операционные и инвестиционные расходы сетевых компаний, которые устанавливаются регулятором с учетом индивидуальных характеристик сетевой организации на основе применения бенчмаркинга, т.е. путем сопоставления затрат сетевых компаний, имеющих схожие характеристики, в результате которого определяются эталонные значения расходов (бенчмаркинг операторов распределительных сетей). При этом все подконтрольные затраты классифицируются регулятором на «эффективные» (“efficient”), т.е. соответствующие эталонным уровням затрат и «неэффективные» (“inefficient”), т.е. превышающие эталонные значения. Подобный подход к качественной оценке подконтрольных затрат ставит целью снижение издержек и полную ликвидацию неэффективных затрат к окончанию регуляторного периода (2014 – 2018 гг.).

Использование различных подходов к осуществлению бенчмаркинга распределительных сетей, позволяет регулирующему органу Германии устанавливать реалистичные (достижимые) целевые показатели деятельности электросетевых компаний с учетом их особенностей, этапа инвестиционного цикла, возраста активов и т.д. Немецкая модель стимулирующего регулирования способствует формированию высокой инвестиционной привлекательности и снижению уровня риска для сетевых компаний.

Финляндия. Модель стимулирующего регулирования распределительного комплекса Финляндии, основанная на *регулировании финансового результата деятельности сетевой компании*, заметно отличается от применяемых регуляторных схем в других странах и характеризуется сложной структурой.

Применяемая с 2005 г. модель устанавливает ограничение роста издержек компании, а следовательно и цены на услуги магистральных и распределительных сетевых компаний, посредством сравнения величины скорректированной фактической прибыли компании (*realized adjusted profit*), устанавливаемой на каждый год внутри регуляторного периода, и обоснованной доходности (*reasonable return*) от осуществления деятельности, устанавливаемой регулятором – Агентством по энергетическому рынку (EMA)¹ для соответствующего года внутри периода регулирования. Результатом подобного сопоставления может быть, как избыток (*surplus*), так и дефицит (*deficit*), получаемый сетевой компанией внутри периода регулирования (рисунок 4).

¹ The Energy Market Authority (EMA)



Источник: Energiavirasto

Рисунок 4 – Схема стимулирующего регулирования электросетевого комплекса

Финляндии на периоды регулирования 2016 – 2019 гг. и 2020 – 2023 гг. [16]

В Финляндии регулятор ограничивает предельные доходы сетевых компаний на уровне, соответствующем доходности на капитал. При этом в состав выручки компании включаются эффекты (премии) от применения стимулирующих инициатив (по качеству, повышению эффективности и обеспечению безопасности энергоснабжения и т.д.). Повышение эффективности операционной деятельности осуществляется через установление целевых показателей эффективности и индивидуальных переменных, учитывающих характеристику регулируемой компании и ориентированных на устанавливаемый рекомендованный уровень повышения эффективности. Используемая модель строится на тесной взаимосвязи между финансовым и бухгалтерским результатом деятельности сетевой компании, устанавливаемых регулятором показателей и возможностей сетевой компании компенсировать потери от неэффективных (ошибочных) регуляторных решений.

Испания. На территории Испании работает 1 магистральная сетевая компания (20 % акций которой принадлежит государству) и 5 крупных распределительных сетевых компаний, осуществляющих передачу 97,5 % от всего объема потребляемой электроэнергии. Также в Испании действуют 320 маленьких распределительных компаний, передающих 2,5 % от всего объема потребляемой электроэнергии в стране. Деятельность распределительных компаний в Испании контролируется испанским энергетическим регулятором (CNE, Comisión Nacional de Energía). С 2009 года в Испании действуют новые правила тарифного регулирования распределительных сетевых компаний, предусматривающие регулирование предельной выручки [14]. При этом в стране получил распространение комплексный подход к применению стимулирующих механизмов в тарифном регулировании, при котором большая часть операционных и инвестиционных затрат сетевой организации регулируется с использованием определенных стимулов. Операционные и капитальные затраты сетевой организации на период регулирования (составляет 4 года) определяются на основании базового уровня и корректируются для каждого года периода регулирования с учетом индексов потребительских цен и цен производителей (в соотношении 20/80), а также параметров стимулирующего регулирования (факторов эффективности) и параметров компенсации дополнительных расходов. Значения упомянутых факторов эффективности пересматриваются в каждом периоде регулирования.

При этом вся территория обслуживания распределительной компании разделена на 4 зоны по составу потребителей:

- городское население;
- смешанное население;
- сельское население с высокой плотностью населения;
- сельское население с низкой плотностью населения.

Для каждой категории зон установлены свои целевые значения индикаторов качества [14]. Чем выше плотность населения, тем ниже целевые значения индикаторов по зоне (таблица 1).

Таблица 1 – Целевые значения индикаторов качества услуг по передаче электроэнергии в Испании

№ п/п	Зона обслуживания (категория потребителей)	Продолжительность отключения (SAIDI), час.	Частота отключений (SAIFI), ед.
1	Городское население	1,5	3
2	Смешанное население	3,5	5
3	Сельское население с высокой плотностью	6	8
4	Сельское население с низкой плотностью	9	12

Теоретически используемая в Испании система тарифного регулирования должна создавать стимулы к оптимизации размещения электросетевых объектов, а также затрат на их обслуживание. На практике данная система критикуется в части подчиненности решений регулятора макроэкономическим задачам и в первую очередь сдерживанию инфляции [1].

Норвегия. В стране действуют более 155 электросетевых компаний. С 1997 года в Норвегии применяется стимулирующее тарифное регулирование по эталонным показателям. Распределительной компании гарантируется только получение предельной выручки, которая может быть выше, или, наоборот, ниже фактических затрат. В первом случае компания получает прибыль (и рассматривается как эффективная), в последнем случае деятельность компании будет убыточной, и она будет заинтересована в снижении издержек. Предельная величина выручки устанавливается на основании бенчмаркинга полных затрат с использованием анализа среды функционирования компаний по модели DEA (Data Envelopment Analysis). Также при расчете предельной выручки распределительных компаний учитываются элементы, стимулирующие поддержание показателей качества поставляемой электроэнергии на необходимом уровне. В частности, стоимостная база для расчета тарифов распределительной компании определяется с использованием показателя «стоимость непоставленной электроэнергии» (CENS – cost of energy not supplied). Принимается во внимание незаинтересованность компаний в снижении выручки в части данного показателя качества поставки. При этом все действующие в стране распределительные компании обязаны вести статистику отключений и предоставлять указанную информацию регулятору для учета в модели DEA. Помимо указанного механизма, для обеспечения качества услуг по передаче электроэнергии в Норвегии также предусмотрена дополнительная компенсация при перерывах в энергоснабжении более чем на 12 часов.

Модель DEA, используемая при определении эталонных затрат, оценивает относительную эффективность распределения электроэнергии по компаниям Норвегии, а также Германии, Голландии, Бельгии и Австрии. Данная модель оценивает границу (frontier), на которой может быть измерена относительная эффективность всех компаний, попавших в выборку. На рисунке 5 представлен пример оценки эффективности компаний по модели DEA с использованием одного «входящего» параметра (полных затрат на передачу электроэнергии) и двух «выходных параметров» (числа потребителей и длины линий электропередач).

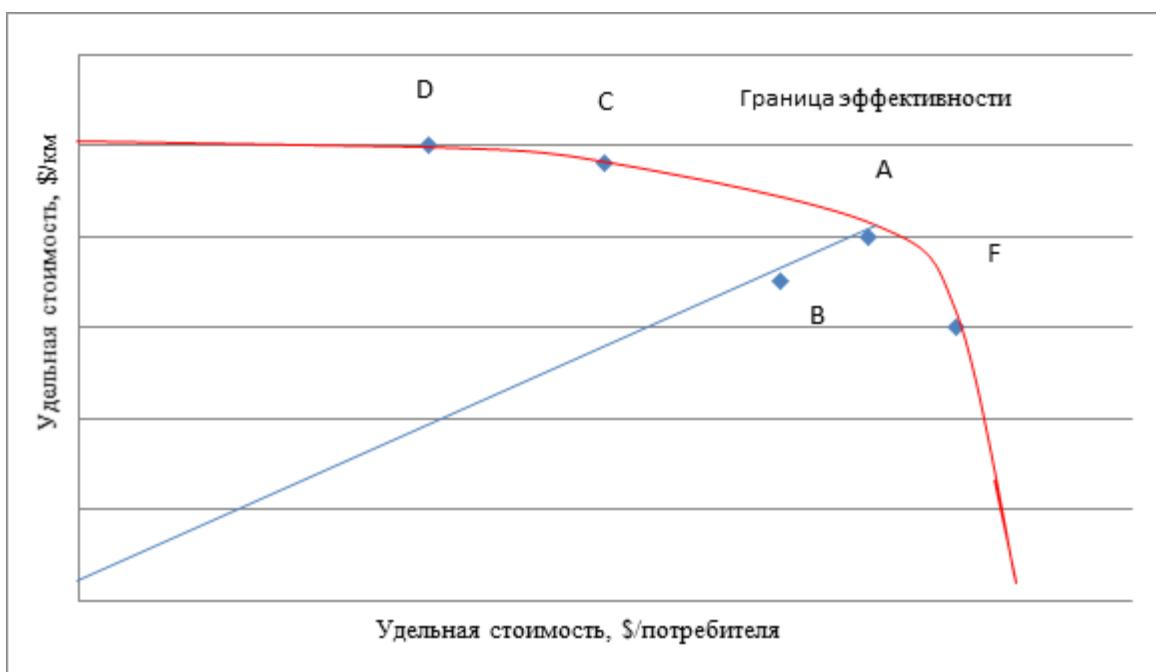


Рисунок 5 – Оценка эффективности компаний по модели DEA

Граница эффективности на данном рисунке представлена линией, соединяющей точки D, C, A, F (представляют собой значения по эффективным компаниям). Неэффективность компании В определяется расстоянием от точки А до точки В, которое демонстрирует, что компания А обслуживает большее число потребителей и линии электропередач большей протяженности, по сравнению с компанией В, при одинаковом уровне полных затрат.

Для оценки эффективности компаний по полным затратам применяемая в настоящее время модель DEA использует 8 параметров (таблица 2).

Таблица 2 – Параметры, учитываемые при оценке эффективности распределительных компаний

№ п/п	Наименование фактора	Измерение
1	Объем поставки электроэнергии	МВт·ч
2	Число потребителей	Ед.
3	Число потребителей, проживающих в коттеджах	Ед.
4	Длина линий высокого напряжения	км.
5	Количество трансформаторных подстанций	Ед.
6	Площадь лесов	Доля территорий с лесными массивами в общей площади территории × длина высоковольтных линий электропередач
7	Количество снежных осадков	Годовое количество осадков (мм) × длина высоковольтных линий электропередач
8	Скорость ветра/ расстояние до побережья	Средняя скорость ветра, м/с/средняя скорость до побережья, м × длина высоковольтных линий электропередач

В Норвегии на постоянной основе пересматривается состав указанных параметров для оценки эффективности. Учитываемый параметр должен удовлетворять 3 критериям:

- во-первых, он должен быть теоретически и практически обоснован;
- во-вторых, он должен оказывать статистически значимое влияние на показатели затрат компании;
- в-третьих, оценки эффективности, полученные по эталонной модели с учетом и без данного фактора, должны различаться [14].

Великобритания. Деятельность по распределению в Великобритании осуществляют 13 районных предприятий электрических сетей, которые принадлежат 7 группам собственников. Роль национального регулирующего органа в стране выполняет служба OFGEM. Система тарифного регулирования, действующая в стране с 2015 года, получила название RIO (Revenue equals Incentives plus Innovation plus Outputs), которое дословно переводится как «Выручка равняется стимулы+инновации+результаты».

Регулятор использует различные методики для определения предельной выручки операторов распределительных сетей, включая:

- бенчмаркинг полных затрат (totex benchmarking);
- анализ удельных затрат;
- анализ ретроспективной динамики затрат;
- сравнительный анализ проектных затрат;

– экспертные оценки.

Принятая система тарифного регулирования при определении выручки учитывает также фактические результаты работы распределительных компаний. Так, перерывы в поставках электроэнергии по вине распределительной компании являются основанием для штрафных санкций, учитываемых при расчете выручки.

Использование бенчмаркинга полных затрат направлено на создание стимулов у регулируемых компаний к повышению эффективности как операционных, так и инвестиционных расходов.

В качестве исходных данных по затратам регулятор использует информацию, представляемую распределительными компаниями при регулировании тарифов.

Выбор влияющих факторов осуществляется в разрезе 3 групп:

- объемы оказанных услуг – core outputs;
- стоимость ресурсов, используемых при передаче электроэнергии (затраты на оплату труда, стоимость капитала) – input prices;
- факторы окружающей среды (неподконтрольные регулируемой компании, но способные оказывать влияние на стоимость ее услуг) - environmental variables.

В качестве показателей, определяющих объемы оказываемых услуг, могут рассматриваться объемы передачи электроэнергии, максимум нагрузки, количество обслуживаемых потребителей. На практике сразу несколько показателей объема оказываемых услуг не учитывают совместно в модели, описывающей полные затраты распределительной компании. Причиной тому является высокая корреляции факторов данной группы между собой и проблема мультиколлинеарности. Указанные показатели оптимально отражают объемы поставки услуг распределительной компании и, соответственно, оказывают основное влияние на технические характеристики объектов электросетевого хозяйства (размер, число, схему).

В таблице 3 представлен пример показателей уравнения регрессии полных затрат на распределение электроэнергии по 14 компаниям.

Таблица 3 – Показатели регрессии полных затрат на передачу электроэнергии по 14 распределительным компаниям Великобритании

№ п/п	Показатели	Значения коэффициентов при показателях по модели случайных эффектов
1	Количество потребителей	0,469
2	Максимальная нагрузка	0,351
3	Плотность распределительной сети	-0,078
4	Индекс стоимости трудовых ресурсов	0,326
5	Индекс стоимости основных средств и материалов (BEAMA)	0,674
6	Константа уравнения	-8,21
7	Коэффициент детерминации (R^2)	0,887

При анализе фактора плотности распределительной сети (connection density) учитывают 2 эффекта:

- геометрический;
- эффект урбанизации.

Геометрический эффект выражается в том, что чем ближе расположены друг к другу потребители, тем меньше сетевого оборудования требуется для их обслуживания. Таким образом, при увеличении плотности должны уменьшаться затраты. С другой стороны, геометрический эффект может быть перекрыт увеличением затрат при обслуживании населения на территориях с очень высокой плотностью (эффектом урбанизации). Влияние урбанизации на увеличение расходов распределительной компании обусловлено повышенными требованиями к безопасности на территориях с высокой плотностью населения, которые приводят к дополнительным затратам, определяемым необходимостью расположения сетевых объектов под землей, высоким трафиком, ограничениями в доступе. Таким образом, и высокая и низкая плотность населения ведут к повышению расходов, определяемому U образной формой зависимости между плотностью и расходами. Геометрический эффект проявляется на территориях с низкой плотностью, а урбанистический эффект – на территориях с высокой плотностью населения. Показатель плотности, используемый в уравнении полных затрат, в настоящее время определяется двумя способами:

- как отношение числа потребителей к площади территории;
- как отношение числа потребителей к протяженности линий электропередач.

В обоих случаях анализ динамики данных показателей показал заметное влияние геометрического эффекта на величину полных затрат: чем выше была плотность

населения, тем ниже были полные затраты. Но OFGEM продолжает исследования в данной области, в частности, по оценке влияния различий в показателе плотности между распределительными компаниями на величину полных расходов компаний.

На основании обозначенных выше показателей в регрессионной модели полных затрат может быть учтено влияние на расходы различий в плотности между различными распределительными компаниями. Между тем использование данных показателей не позволяет проанализировать влияние изменений в плотности внутри каждой плотности населения.

OFGEM также были проведены исследования на предмет того, влияет ли заметным образом дифференциация территорий по показателю плотности распределительной сети внутри зон обслуживания распределительных компаний на их затраты. Территории обслуживания большинства распределительных компаний Великобритании содержат районы, заметно различающиеся как по рельефу местности, так и по плотности населения (сельские с низкой плотностью, пригородные с умеренной плотностью и городские с очень высокой плотностью). В рамках исследования были рассмотрены два дополнительных показателя:

- плотность по количеству измерительных приборов (meter density), определяемая как количество счетчиков (промышленных, не промышленных), деленное на площадь территории, где они расположены;
- плотность потребляемой электрической энергии (demand density), определяемая как отношение объема потребления электроэнергии к площади территории потребления.

Указанные показатели были рассчитаны для отдельных районов обслуживания по каждой распределительной компании. Далее были определены показатели удельного веса каждого района по площади внутри территории обслуживания рассматриваемых распределительных компаний, построены гистограммы распределения показателей плотности для каждой из них. Анализ полученных гистограмм позволил сделать вывод, что практически по всем распределительным компаниям (кроме компаний, обслуживающей территорию Лондона и прилегающих к нему районов) существует сильная дифференциация районов по показателям плотности распределительной сети. Районы с высокой плотностью распределительной сети, как правило, занимают незначительный удельный вес в составе территории обслуживания распределительных компаний. Далее, экспертами OFGEM был рассчитан целый ряд статистических

индикаторов по двум указанным показателям плотности, отражающих неоднородность территорий обслуживания распределительных компаний по плотности (таблица 4).

Таблица 4 – Статистические индикаторы, используемые при анализе плотности распределительной сети внутри компаний.

№ п/п	Наименование статистического индикатора	Обозначение
1	Средневзвешенная плотность населения по районам обслуживания сетевой компании	Mean
2	Стандартное отклонение по распределению плотности, взвешенное по площади районов	Standard deviation
3	Коэффициент асимметрии (асимметрия плотности, взвешенная по площади районов)	Skewness
4	Коэффициент эксцесса (ексцесс плотности, отражающий «пики» показателя плотности)	Kurtosis
5	Коэффициент Джини (показывает степень расслоения территории по плотности, измеряется от 0 до 1)	Gini coefficient
6	Доля площади районов с плотностью ниже определенного уровня	Share of surface area below a given density threshold
7	Площадь районов с плотностью ниже определенного уровня	Total surface area below a given density threshold
8	Доля площади районов с плотностью выше определенного уровня	Share of surface area above a given density threshold
9	Площадь районов с плотностью вышеопределенного уровня	Total surface area above a given density threshold

Анализ рассчитанных статистических индикаторов показал, что на территории Великобритании только два региона характеризуются экстремальными значениями (Лондон и Северная Шотландия).

Результаты проведенного OFGEM анализ базового показателя плотности распределительной сети (включенного в модель полных затрат) и статистического индикатора средневзвешенной плотности по районам обслуживания (mean) свидетельствуют о высокой корреляции данных показателей между собой. На основании этого был сделан вывод, что показатель плотности, включенный в модель полных затрат распределительных компаний (число потребителей, отнесенное к площади обслуживаемой территории), «несет в себе» ту же информацию, что и сложновычисляемый показатель средневзвешенной плотности распределительной сети (средневзвешенная численность населения по районам обслуживаемой территории). Учет указанного показателя средневзвешенной численности населения по районам обслуживаемой территории в модели полных затрат (вместо прежнего показателя плотности) не привел к каким-либо существенным ее изменениям. Коэффициенты при показателях модели, в т.ч. и при показателе плотности практически не изменились.

Использование других перечисленных в таблице 2 статистических индикаторов плотности (вместо показателя количества потребителей на единицу площади территории) привело к незначительному улучшению качества модели, но было связано с большими проблемами в сборе исходной информации.

Нидерланды. При регулировании тарифов распределительных компаний широко используется метод бенчмаркинга. Для всех десяти сетевых компаний страны устанавливается одинаковый уровень эффективности (Х-фактор) на каждый год периода регулирования на основании среднего показателя отраслевой производительности.

В случае, если фактическое значение среднее значение Х-фактора по всем распределительным компаниям окажется выше принятого при регулировании тарифов, разница учитывается в следующем периоде регулирования. Если индивидуальное значение Х-фактора по отдельной компании окажется выше прогнозируемого, то разница выручки, обусловленная данным отклонением, остается в распоряжении компании до следующего периода регулирования.

Также при расчете выручки, начиная с 2005 года, был введен компонент, учитывающий качество оказываемых услуг по распределению электроэнергии. Основанием для учета стала необходимость снижения стимулов для регулируемых компаний к экономии операционных затрат в ущерб качеству. Соответственно, предельная выручка регулируемой компании может быть скорректирована с учетом стоимости нарушений по качеству услуг, допущенных регулируемой компанией, в предшествующем регулированию периоде. Величина корректировки ограничена 5 % от суммы предельной выручки и определяется как произведение показателей стоимости одной минуты перерыва в энергоснабжении, продолжительности перерыва и количества ограниченных в использовании электроэнергии потребителей.

2 Бенчмаркинг подконтрольных расходов электросетевых компаний Российской Федерации

2.1 Методология бенчмаркингового исследования

Основной регулируемой величиной в необходимой валовой выручке электросетевых компаний являются операционные подконтрольные расходы. Неподконтрольные расходы (включающие амортизацию, плату ФСК, налоги и т.д.), зависящие от внешних факторов деятельности компании, изменений в законодательстве и т.п. в данной работе не рассматривались.

В качестве результирующих удельных показателей подконтрольных расходов в данной работе были рассмотрены:

- удельные подконтрольные расходы на 1 МВт·ч объема передачи электрической энергии;
- удельные подконтрольные расходы на 1 условную единицу обслуживания.

Для определения факторов, могущих повлиять на величину удельных подконтрольных расходов, были рассмотрены показатели деятельности электросетевых компаний (в детализации по региональным филиалам), использованные в проекте «Методических указаний по определению базового уровня операционных (подконтрольных) расходов территориальных сетевых организаций с применением метода сравнения аналогов (бенчмаркинга) при регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии»:

1) Факторы уровня цен на ресурсы в регионе:

- «Стоимость потребительской корзины в регионе (Субъекте Российской Федерации) преимущественного присутствия электросетевой организации, тыс. руб.» По мнению исследователей, этот показатель характеризует уровень региональных цен для граждан потребителей и неприменим для оценки уровня цен на материалы и услуги для электросетевой организации, поэтому его следует исключить из исследования.
- «Средняя зарплата в регионе (Субъекте Российской Федерации) преимущественного присутствия электросетевой организации, тыс. руб.» Этот показатель характеризует региональный уровень цен на трудовые ресурсы, которые используются электросетевой организацией и должен быть включен в бенчмаркинговое исследование.

2) Факторы объёма и структуры сети по напряжениям, плотности сети, иных особенностей сети:

- Количество точек подключения, шт. (в соответствии с заключенными договорами).
- Протяженность линий электропередачи, эксплуатируемых электросетевой организацией на законных основаниях и участвующих в регулируемом виде деятельности, км (по трассе).
- Протяженность линий электропередачи высокого напряжения, км (по трассе).
- Установленная трансформаторная емкость электрооборудования, эксплуатируемого электросетевой организацией на законных основаниях и участвующая в регулируемом виде деятельности, МВА.
- Установленная трансформаторная ёмкость высокого напряжения, МВА.
- Фактический объем отпуска электрической энергии из сети (полезный отпуск), млн кВт·ч.
- Объем недоотпуска электроэнергии вследствие внеплановых отключений, млн кВт·ч.

Первые 6 факторов, по мнению авторов, могут быть использованы в исследовании, а последний – объем недоотпуска электроэнергии – нецелесообразно включать в исследование, так как его величина определяется расчетным путем и не является стабильным фактором, определяющим расходы электросетевой организации.

Кроме того, по мнению авторов показатель «Фактический объем отпуска электрической энергии из сети (полезный отпуск)» может в динамике изменяться от года к году в связи с неравномерностью погодных условий. Более адекватным мог бы стать показатель «Максимальная нагрузка» (таблица 3, Показатели регрессии полных затрат на передачу электроэнергии по 14 распределительным компаниям Великобритании), однако в Российской Федерации информация по этому показателю не подлежит раскрытию электросетевыми компаниями.

Существенным фактором, влияющим на затраты электросетевой компании, является плотность распределительной сети, используемая, например, OFGEM (Великобритания). Однако информация, раскрываемая электрораспределительными компаниями Российской Федерации, не позволяет оценить факторы плотности электрических сетей.

3) Факторы климатических условий:

- Количество переходов через ноль, дней;
- Средняя температура января, °С.;

– Показатель толщины стенки гололеда, мм.

Первые два фактора, по мнению авторов, могут быть использованы в исследовании. Показатель толщины стенки гололеда может косвенно характеризовать уровень затрат на мероприятия по ликвидации обледенения линий электропередачи. Но эту же функцию выполняет и показатель «Количество переходов через ноль». Чтобы исключить дублирование, последний из учтенных в проекте методических указаний показателей в исследовании не рассматривался.

По мнению авторов, кроме влияющих факторов, использованных в проекте «Методических указаний по определению базового уровня операционных (подконтрольных) расходов территориальных сетевых организаций с применением метода сравнения аналогов (бенчмаркинга) при регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии» в исследовании можно включить такой интегральный показатель трудоемкости обслуживания электросетей и оборудования подстанций, как «количество условных единиц обслуживания».

Для оценки степени влияния на удельные подконтрольные расходы структуры основных фондов по уровням напряжения целесообразно также учесть показатель «количество условных единиц обслуживания по ВН (высокое напряжение 110кВ и выше).

Модель выявления влияющих на подконтрольные расходы сетевых компаний факторов представлена на рисунке 6.



* (сырье и материалы, ремонт, работы и услуги производственного характера, оплата труда, прочие расходы)

Рисунок 6 – Подконтрольные расходы электросетевой компании и возможные влияющие факторы

На первом этапе исследования были использованы показатели деятельности за 2014 год по 40 электросетевым компаниям/филиалам в Российской Федерации. Показатели среднемесячной заработной платы в регионах деятельности компаний приняты авторами исследования на основании данных Федеральной службы государственной статистики (Росстат) [21].

Выявление зависимости удельных подконтрольных расходов на обслуживание объектов электросетевого хозяйства от возможных влияющих факторов по данным за 2014 год осуществлялось с использованием методов корреляционного и регрессионного анализа в следующей последовательности:

- 1) расчет парных коэффициентов корреляции подконтрольных расходов и влияющих факторов;
- 2) расчет частных коэффициентов корреляции;
- 3) проверка коллинеарности влияющих факторов, исключение коллинеарных факторов;
- 4) выбор основных влияющих факторов для включения в регрессионную модель на основании коэффициентов парной и частной корреляции;
- 5) построение регрессионных моделей зависимости удельных подконтрольных расходов от выбранных влияющих факторов и оценка качества моделей с использованием критерия Стьюдента;
- 6) построение уравнений аппроксимации удельных расходов от выбранных влияющих факторов и выбор модели с наименьшей средней ошибкой аппроксимации.

С учетом коэффициентов парной и частной регрессии и с учетом исключения коллинеарных факторов из всех возможных факторов отбирались факторы, влияющие на результирующий фактор для построения модели его зависимости от них.

Построение регрессионных моделей выбранного вида (линейного или степенного) производилось с помощью пакета анализа MS-Excel (регрессия). С его помощью в исследовании определялись коэффициенты уравнений зависимости результирующего показателя:

- от одного фактора, имеющего максимальный по абсолютной величине парный коэффициент корреляции с результирующим показателем;
- от двух факторов, один из которых имеет максимальный по абсолютной величине парный коэффициент корреляции с результирующим показателем, второй фактор поочередно выбирается из оставшихся факторов, отобранных для построения модели;

– от трех факторов.

Если для построения зависимости выбиралась модель степенного вида, уравнения регрессии рассчитывалось в двух вариантах: с ненулевым свободным членом и с нулевым свободным членом.

В случае, если число влияющих факторов, коррелирующих с результирующим фактором было больше трех, в исследовании строились одно, двух, трех и многофакторные модели по вышеописанному принципу отбора факторов, включаемых в модель.

Для оценки качества построенных моделей регрессии использовалось сравнение значений *t*-статистик для всех коэффициентов регрессионных моделей с критическим значением коэффициента Стьюдента; сравнение значений критерия Фишера с критическим значением.

Окончательный выбор наилучшей модели зависимости результирующего признака от выбранных влияющих факторов осуществлялся путем сравнения средних ошибок аппроксимации, рассчитанных для каждой из построенных моделей регрессии. Если средняя ошибка аппроксимации превышает 15%, считается что модель недостаточно хорошо описывает явление.

2.2 Выявление факторов, влияющих на величину подконтрольных расходов

Анализ зависимости удельных подконтрольных расходов электросетевых компаний на 1 МВт·ч объема передачи электрической энергии от возможных влияющих факторов

Величины возможных влияющих факторов и результирующего показателя y_1 – удельных подконтрольных расходов на 1 МВт·ч объема передачи электрической энергии региональными электросетевыми компаниями по данным за 2014 год приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Удельные подконтрольные расходы на 1 кВт·ч объема передачи электроэнергии и влияющие факторы (данные 2014 г.)

№ п/п	Наименование филиала МРСК	возможные влияющие факторы										Удельные подконт- рольные расходы на 1 кВт·ч
		Объем передачи электроэнергии	Кол-во условных единиц всего	Кол-во условных единиц ВН	Мощность ПС, всего	Мощность ПС, ВН	Протяжен- ность линий электропер- едачи	Кол-во точек подключени- я	Среднемесячн- ая зарплата в регионе	Средняя Т _{воздуха} в январе	Кол-во дней с перехо- дом Т _{воздуха} через 0	
		млн. кВт·ч.	y.e.	y.e.	MВа	MВа	км	шт.	руб./мес.	°C	дней	руб./МВт·ч
x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9	x10	x11	y1	
1	Алтайэнерго	7 107,00	170 784,06	36 282,84	6 528,33	3 821,20	52 535,03	338 377,00	19 452,00	-17,50	70	302,23
2	Бурятэнерго	3 999,00	90 017,07	13 868,62	2 611,80	1 383,40	26 304,48	192 543,00	27 820,00	-24,80	90	418,15
3	ГАЭС	419,00	20 626,99	5 807,08	373,70	373,70	6 627,07	55 912,00	22 305,00	-30,50	85	854,53
4	Красноярскэнерго	10 297,00	191 942,15	47 391,58	10 171,63	5 486,60	43 278,00	372 889,00	34 224,00	-18,20	85	310,59
5	Кузбассэнерго-РЭС	18 009,00	110 999,95	36 871,13	9 197,38	6 459,70	27 797,17	160 396,00	26 732,00	-18,80	70	117,97
6	Омскэнерго	7 719,00	155 029,77	34 138,72	5 996,71	2 981,50	41 680,27	340 422,00	26 313,00	-19,00	60	208,97
7	Хакасэнерго	11 159,00	40 300,89	9 284,31	2 340,45	1 126,70	9 745,01	87 283,00	28 894,00	-25,50	80	76,70
8	Читазэнерго	5 261,00	190 177,61	36 100,80	3 753,16	1 744,60	34 369,42	228 603,00	29 157,00	-26,20	90	458,87
9	Свердловэнерго	28 534,00	199 331,00	74 349,00	16 866,00	6 819,00	44 732,00	443 353,00	29 744,00	-15,50	60	138,70
10	Челябэнерго	15 718,05	182 365,00	38 521,00	9 467,00	5 416,00	42 488,00	758 116,00	27 983,00	-15,80	60	203,10
11	Пермэнерго	16 441,79	215 061,00	38 563,00	12 428,00	6 917,00	48 907,00	818 418,00	27 198,00	-15,30	60	207,95
12	Мордовзэнерго	2 216,66	63 895,00	13 195,00	2 111,00	1 236,00	19 671,00	166 135,00	20 150,00	-12,30	60	401,06
13	Оренбургэнерго	9 320,38	167 021,00	22 205,00	5 756,00	2 774,00	45 162,00	443 032,00	23 519,00	-14,80	60	317,49
14	Пензазэнерго	4 086,49	110 800,00	18 488,00	4 065,00	2 428,00	33 732,00	361 864,00	22 411,00	-12,20	60	376,68
15	Самарские распределительные сети	18 557,34	112 424,00	26 868,00	7 693,00	5 623,00	29 817,00	213 082,00	25 930,00	-13,50	60	101,55
16	Саратовские распределительные сети	8 759,20	180 569,00	48 284,00	9 077,00	6 476,00	51 540,00	307 344,00	22 020,00	-11,00	70	272,86
17	Ульяновские распределительные сети	3 566,62	73 425,00	14 559,00	3 461,00	2 000,00	21 868,00	167 745,00	21 081,00	-13,80	60	282,03
18	Чувашэнерго	3 715,33	69 103,00	14 104,00	3 066,00	2 015,00	21 067,00	200 708,00	20 862,00	-13,00	60	260,95

Продолжение таблицы 5

№ п/п	Наименование филиала МРСК	возможные влияющие факторы										Удельные подконт- рольные расходы на 1 кВт·ч
		Объем передачи электроэнергии	Кол-во условных единиц всего	Кол-во условных единиц ВН	Мощность ПС, всего	Мощность ПС, ВН	Протяжен- ность линий электропер- едачи	Кол-во точек подключени- я	Среднемесячн- ая зарплата в регионе	Средняя Т _{воздуха} в январе	Кол-во дней с перехо- дом Т _{воздуха} через 0	
		млн. кВт·ч.	y.e.	y.e.	MВа	MВа	км	шт	руб./мес.	°C	дней	
		x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9	x10	y1
19	Архэнерго	2 842,00	104 588,88	19 323,83	3 517,13	1 745,80	28 037,74	206 527,00	35 599,00	-12,90	70	707,35
20	Вологдаэнерго	7 465,00	125 219,21	19 913,58	3 799,30	1 990,00	39 262,50	241 523,00	26 745,00	-12,60	70	271,94
21	Колэнерго	5 898,00	40 386,35	21 003,60	5 412,00	4 430,00	5 287,53	3 477,00	42 914,00	-10,50	70	249,86
22	Карелэнерго	10 354,00	51 759,17	16 325,71	2 240,62	1 273,10	11 279,90	56 747,00	29 250,00	-11,10	70	114,48
23	Комиэнерго	5 220,00	104 401,02	20 401,87	3 278,00	2 122,70	21 057,42	136 641,00	39 739,00	-15,60	70	446,40
24	Новгородэнерго	3 275,00	84 767,68	22 542,10	2 697,37	1 740,90	22 573,66	149 089,00	25 220,00	-8,70	70	276,53
25	Псковэнерго	1 723,00	138 407,50	18 367,20	3 681,10	1 738,50	44 679,90	461 127,00	20 879,00	-7,50	70	795,80
26	Ростовэнерго	12 664,20	243 295,00	45 841,00	10 730,00	6 670,00	78 267,00	591 014,00	23 621,00	-5,70	70	250,67
27	Волгоградэнерго	10 506,10	164 614,50	46 982,10	8 622,40	5 950,30	45 137,50	285 676,00	23 929,00	-9,10	70	219,90
28	Астраханьэнерго	2 892,40	78 375,00	17 453,00	3 086,00	1 794,00	20 520,00	315 008,00	24 469,00	-6,70	70	349,20
29	Калмэнерго	405,40	50 999,75	10 892,90	1 196,34	664,20	19 421,08	61 394,00	19 387,00	-6,80	70	1 341,95
30	Белгородэнерго	11 319,50	188 484,00	12 753,00	7 455,00	2 544,00	49 786,00	792 240,00	23 994,00	-8,50	70	277,08
31	Брянскэнерго	3 246,40	82 697,00	13 030,00	3 218,00	1 893,00	25 341,00	179 095,00	20 732,00	-9,10	70	392,21
32	Воронежэнерго	7 490,50	180 224,00	21 356,00	6 550,00	3 652,00	58 387,00	541 984,00	24 127,00	-9,80	70	267,62
33	Костромаэнерго	2 345,60	93 665,00	15 016,00	3 251,00	1 348,00	25 314,00	189 227,00	20 855,00	-11,80	70	490,98
34	Курскэнерго	5 215,50	129 909,00	23 905,00	5 225,00	2 570,00	36 017,00	266 105,00	23 095,00	-9,30	70	251,67
35	Липецкэнерго	6 603,90	108 538,00	16 472,00	4 622,00	2 099,00	31 353,00	281 617,00	23 481,00	-10,30	70	232,73
36	Орелэнерго	2 076,40	81 256,00	9 046,00	2 747,00	1 412,00	28 158,00	143 605,00	20 803,00	-9,70	70	515,59
37	Смоленскэнерго	3 258,90	149 383,00	16 252,00	4 913,00	2 124,00	40 372,00	248 183,00	21 972,00	-9,40	70	555,26
38	Тамбовэнерго	2 679,60	93 049,00	17 209,00	3 619,00	1 710,00	27 015,00	240 543,00	20 752,00	-10,90	70	413,91
39	Тверьэнерго	4 330,00	193 524,00	42 801,00	6 094,00	2 938,00	47 776,00	313 966,00	24 700,00	-10,50	70	540,02
40	Ярэнерго	5 832,50	112 569,00	19 250,00	4 317,00	2 512,00	27 277,00	194 386,00	25 139,00	-11,90	70	265,66

В таблице 6 из матриц парной корреляции представлены коэффициенты парной корреляции результирующего показателя (удельных подконтрольных расходов на 1 МВт·ч объема передачи) и возможных влияющих факторов (линейная модель), а также коэффициенты парной корреляции логарифмов результирующего показателя с логарифмами возможных влияющих факторов (степенная модель). В последнем столбце таблицы 6 рассчитаны значения t-статистик для парных коэффициентов корреляции.

Таблица 6 – Коэффициенты парной корреляции удельных подконтрольных расходов на 1МВт·ч объема передачи электроэнергии и возможных влияющих факторов по данным 2014 г., ед.

№ п/п	Наименование влияющих факторов	Услов ное обозна чение	Парный коэффициент корреляции с результирующим показателем	Наблюдаемая t-статистика
Линейная модель (корреляция значений)				
1	Объем передачи электрической энергии сетевой компании	x1	-0,614	-4,80
2	Количество условных единиц всего	x2	-0,261	-1,67
3	Количество условных единиц ВН	x3	-0,361	-2,38
4	Трансформаторная мощность подстанций всего	x4	-0,472	-3,30
5	Трансформаторная мощность подстанций ВН	x5	-0,503	-3,59
6	Протяженность линий электропередачи	x6	-0,180	-1,13
7	Количество точек подключения	x7	-0,242	-1,53
8	Среднемесячная заработка плата в регионе	x8	-0,223	-1,41
9	Средняя температура воздуха в январе	x9	0,068	0,42
10	Кол-во дней с переходом температуры воздуха через 0	x10	0,253	1,61
Степенная модель (корреляция логарифмов значений)				
1	Объем передачи электрической энергии сетевой компании	LNx1	-0,840	-9,55
2	Количество условных единиц всего	LNx2	-0,140	-0,87
3	Количество условных единиц ВН	LNx3	-0,364	-2,41
4	Трансформаторная мощность подстанций всего	LNx4	-0,505	-3,61
5	Трансформаторная мощность подстанций ВН	LNx5	-0,540	-3,96
6	Протяженность линий электропередачи	LNx6	-0,013	-0,08
7	Количество точек подключения	LNx7	-0,062	-0,39
8	Среднемесячная заработка плата в регионе	LNx8	-0,291	-1,87
9	Средняя температура воздуха в январе	LNx9	0,014	0,09
10	Кол-во дней с переходом температуры воздуха через 0	LNx10	0,259	1,65

При анализе выборки по 40 региональным сетевым компаниям критическое значение t-статистики для доверительной вероятности 95 % и 38 степеней свободы по таблице значений критерия Стьюдента составляет 2,024 ($t_{kp}(0,05; 38) = 2,024$).

Модули коэффициентов парной корреляции величин возможных влияющих факторов с удельными подконтрольными расходами на 1 МВт·ч не превышают значение 0,614. Таким образом, в линейной модели сильных зависимостей величины удельных подконтрольных расходов на 1 МВт·ч от влияющих факторов не выявлено.

Коэффициенты парной корреляции логарифмов величин возможных влияющих факторов и логарифмов результирующего фактора демонстрируют наличие сильной зависимости логарифма удельных подконтрольных расходов на 1 МВт·ч от логарифма объема передачи электрической энергии (-0,84).

Абсолютная величина коэффициентов парной корреляции логарифмов удельных подконтрольных расходов с логарифмами других рассматриваемых влияющих факторов не превышает 0,54, что может свидетельствовать о слабой зависимости удельных подконтрольных расходов от этих факторов.

Модули наблюдаемых значений t -статистик больше критического значения для парных коэффициентов корреляции между логарифмами удельных подконтрольных расходов и логарифмами факторов x_1 , x_3 , x_4 и x_5 . Остальные коэффициенты парной корреляции являются статистически незначимыми.

Далее рассматривались коэффициенты корреляции между логарифмами факторов, так как для линейной модели существенных зависимостей величины удельных подконтрольных расходов на 1 МВт·ч от влияющих факторов не выявлено.

В таблице 7 представлены результаты расчета частных коэффициентов корреляции между логарифмами удельных подконтрольными расходов на 1 МВт·ч и логарифмами возможных влияющих факторов.

Таблица 7 – Частные коэффициенты корреляции логарифмов возможных влияющих факторов и логарифмов удельных подконтрольных расходов на 1МВт·ч по данным 2014 г., ед.

№ п/п	Наименование влияющих факторов	Частный коэффициент корреляции	Наблюдаемая t-статистика
	Степенная модель (корреляция логарифмов)		
1	Объем передачи электрической энергии сетевой компании	-0,941	-14,95
2	Количество условных единиц всего	0,484	2,98
3	Количество условных единиц ВН	-0,357	-2,06
4	Трансформаторная мощность подстанций всего	0,065	0,35
5	Трансформаторная мощность подстанций ВН	0,112	0,61
6	Протяженность линий электропередачи	0,013	0,07
7	Количество точек подключения	-0,190	-1,04
8	Среднемесячная заработка в регионе	0,550	3,55
9	Средняя температура воздуха в январе	-0,251	-1,40
10	Кол-во дней с переходом температуры воздуха через 0	-0,142	-0,77

При анализе выборки по 40 региональным сетевым компаниям критическое значение t-статистики для доверительной вероятности 95 % и 40-9-2=29 степенях свободы по таблице значений критерия Стьюдента составляет 2,004 ($t_{kp}(0,05; 29) = 2,045$)

Значение частного коэффициента корреляции между логарифмами объемов передачи электрической энергии сетевой компании и логарифмами удельных подконтрольных расходов на 1МВт·ч (-0,941) свидетельствует о тесной отрицательной связи между этими величинами.

Частный коэффициент корреляции между логарифмами удельных подконтрольных расходов и логарифмами количества условных единиц (0,484), а также между логарифмами удельных подконтрольных расходов и логарифмами средней заработной платы в регионе (0,550) показывают наличие слабой, но статистически значимой положительной связи между этими величинами при исключении влияния остальных факторов.

Проверка мультиколлинеарности влияющих факторов. Приведенные в таблице 8 значения коэффициентов межфакторной парной корреляции, превышающие по модулю 0,7, свидетельствуют о наличии линейной взаимосвязи (коллинеарности) между показателями:

- объем передачи электроэнергии, трансформаторная мощность подстанций всего, трансформаторная мощность подстанций ВН (факторы LNx1; LNx4; LNx5);
- количество условных единиц ВН, трансформаторная мощность подстанций всего, трансформаторная мощность подстанций ВН (факторы LNx3; LNx4; LNx5);

- количество условных единиц всего (фактор LNx2) и факторы LNx3; LNx4; LNx5; LNx6; LNx7;
- количество точек подключения (фактор xLN7) и протяженность линий электропередачи (LNx6).

Таблица 8 – Выборка коэффициентов межфакторной корреляции логарифмов возможных влияющих факторов по данным 2014 г., ед.

Наименование фактора	Условное обозначение	Объем передачи электроэнергии	Кол-во условных единиц всего	Кол-во условных единиц ВН	Мощность ПС, всего	Мощность ПС, ВН	Протяженность линий электропередачи
		x1	x2	x3	x4	x5	x6
Коэффициенты взаимной корреляции							
Количество условных единиц всего	x2	0,594	1				
Количество условных единиц ВН	x3	0,689	0,775	1			
Трансформаторная мощность подстанций всего	x4	0,840	0,837	0,845	1		
Трансформаторная мощность подстанций ВН	x5	0,824	0,732	0,861	0,957	1	
Протяженность линий электропередачи	x6	0,419	0,942	0,621	0,697	0,587	1
Количество точек подключения	x7	0,360	0,785	0,415	0,512	0,388	0,876
t-статистика коэффициентов взаимной корреляции							
Количество условных единиц всего	x2	4,55	1				
Количество условных единиц ВН	x3	5,87	7,55	1			
Трансформаторная мощность подстанций всего	x4	9,53	9,43	9,73	1		
Трансформаторная мощность подстанций ВН	x5	8,97	6,62	10,45	20,22	1	
Протяженность линий электропередачи	x6	2,84	17,28	4,88	5,98	4,47	1,00
Количество точек подключения	x7	2,38	7,82	2,81	3,68	2,59	11,17

Анализ сформированных матриц парной, частной, межфакторной корреляции позволяет сделать следующие выводы:

1. По данным 2014 года самые высокие по модулю коэффициенты парной корреляции (-0,84) и частной корреляции (-0,941) наблюдаются между логарифмами результирующего показателя «удельные подконтрольные расходы на 1 МВт·ч объема передачи» (y1) и логарифмами влияющего фактора «объем передачи электрической энергии» (x1), что свидетельствует о наличии сильной отрицательной степенной

зависимости между этими величинами. Фактор «объем передачи электрической энергии» (x_1) следует включить в модель степенной регрессии удельных подконтрольных расходов на 1 МВт·ч объема передачи.

2. На основании анализа взаимной коллинеарности влияющих факторов сделан вывод о том, что вторым фактором, включаемым в модель, избирается показатель x_2 «общее количество условных единиц», а возможные влияющие факторы:

x_4 – общая трансформаторная мощность подстанций;

x_5 – трансформаторная мощность подстанций ВН;

x_6 – протяженность линий электропередачи;

x_7 – количество точек подключения

не следует включать в модель регрессии, так как они коллинеарны с фактором «количество условных единиц» и в отличие от него имеют статистически незначимые коэффициенты частной корреляции с логарифмом результирующего показателя.

3. Показатель x_3 – количество условных единиц по высокому напряжению – мог бы быть включен в модель регрессии вместо показателя x_2 «общее количество условных единиц». Однако его логарифм имеет отрицательный частный коэффициент корреляции с логарифмом результирующего показателя, что необъяснимо с логической точки зрения. Поэтому фактор x_3 в модель не включается.

4. Фактор «средняя заработка плата по региону» (x_8) имеет статистически незначимый коэффициент парной корреляции с результирующим показателем, однако второй по величине среди рассмотренных влияющих факторов коэффициент частной корреляции с логарифмом результирующего показателя (0,550). Поэтому фактор x_8 целесообразно включить в модель регрессии подконтрольных расходов.

5. Корреляция логарифмов климатических факторов x_9 и x_{10} с логарифмом результирующего показателя (как парная, так и частная) статистически незначима, поэтому от использования этих факторов для построения модели регрессии подконтрольных расходов следует отказаться.

Выбранные факторы для построения регрессионной модели приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбранные факторы для построения регрессионной модели удельных подконтрольных расходов на 1 МВт·ч объема передачи электроэнергии по данным 2014 г.

№ п/п	Наименование факторов	Обозначение фактора на стадии выбора	Обозначение фактора в регрессионной модели
1	Объем передачи электрической энергии	x1	z1
2	Количество условных единиц всего	x2	z2
3	Среднемесячная заработка плата в регионе	x8	z3

В таблице 10 представлены показатели моделей регрессии логарифма удельных подконтрольных расходов на 1МВт·ч от логарифмов выбранных влияющих факторов. Параметры регрессионных моделей, представленных в таблице 10, являются статистически значимыми, за исключением свободного члена в трехфакторной модели с ненулевым свободным членом.

У рассмотренных регрессионных моделей с нулевым свободным членом коэффициенты детерминации выше, чем у регрессионных моделей с ненулевым свободным членом, но при этом стандартные ошибки несколько выше, чем у последних. Однофакторная модель без свободного члена при коэффициенте детерминации 0,962 имеет показатель степени 0,655, который, несмотря на статистическую значимость, не соответствует типу зависимости факторов (должна быть отрицательная связь, а не положительная).

Таблица 10 – Показатели регрессионных моделей зависимости удельных подконтрольных расходов на 1 МВт·ч объема передачи электроэнергии от выбранных влияющих факторов по данным 2014 г.

Факторы, учитываемые в модели	Тип модели регрессии	Показатели степенной регрессии					
		Константа b_0	при LN переменной z_1	при LN переменной z_2	при LN переменной z_3	Коэффициент детерминации R^2	Стандартная ошибка
			b_1	b_2	b_3		
z1	Однофакторная степенная модель $y_1=f(z_1)$ с ненулевым свободным членом	10,380	-0,543	-	-	0,706	0,320
	Наблюданная t-статистика	21,20	-9,55				
	Однофакторная степенная модель $y_1=f(z_1)$ без свободного члена	0	0,655	-	-	0,962	1,131
	Наблюданная t-статистика		31,57				
z1, z2	Двухфакторная степенная модель $y_1=f(z_1, z_2)$ с ненулевым свободным членом	5,239	-0,756	0,601	-	0,906	0,184
	Наблюданная t-статистика	8,13	-18,66	8,86			
	Двухфакторная степенная модель $y_1=f(z_1, z_2)$ без свободного члена	0	-0,817	1,097	-	0,997	0,302
	Наблюданная t-статистика		-12,47	22,54			
z1, z3	Двухфакторная степенная модель $y_1=f(z_1, z_3)$ с ненулевым свободным членом	8,451	-0,560	-	0,205	0,709	0,322
	Наблюданная t-статистика	2,92	-8,92		0,68		
	Двухфакторная степенная модель $y_1=f(z_1, z_3)$ с без свободного члена	0	-0,606	-	1,079	0,996	0,353
	Наблюданная t-статистика		-9,11		19,05		
z1, z2, z3	Трехфакторная степенная модель $y_1=f(z_1, z_2)$ с ненулевым свободным членом	-2,643	-0,853	0,693	0,755	0,950	0,136
	Наблюданная t-статистика	-1,78	-24,63	13,12	5,61		
	Трехфакторная степенная модель $y_1=f(z_1, z_2)$ без свободного члена	0	-0,821	0,639	0,528	0,999	0,140
	Наблюданная t-статистика		-27,05	14,31	11,86		

При анализе выборки по 40 региональным сетевым компаниям критическое значение t-статистики для доверительной вероятности 95 % для однофакторной, для двухфакторной и для трехфакторной моделей (38, 37 и 36 степеней свободы, соответственно) по таблице значений критерия Стьюдента составляют: ($t_{kp}(0,05; 38) = 2,024$); ($t_{kp}(0,05; 37) = 2,026$); ($t_{kp}(0,05; 36) = 2,028$).

Для окончательного выбора надежной модели аппроксимации удельных подконтрольных расходов электросетевых компаний на 1МВт·ч объема передачи электроэнергии были построены уравнения аппроксимации показателей для каждой модели и рассчитаны средние относительные ошибки аппроксимации. Результаты представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Формулы степенной аппроксимации удельных подконтрольных расходов на 1 МВт·ч объема передачи от выбранных влияющих факторов по данным 2014 г.

Модель	Тип модели регрессии	Уравнение	Средняя ошибка аппроксимации
CM-1	Однофакторная степенная модель $y_1=f(z_1)$ с ненулевым свободным членом	$32209 \times Z_1^{-0,543}$	26,8 %
CM-1(0)	Однофакторная степенная модель $y_1=f(z_1)$ без свободного члена	$Z_1^{0,655}$	104,3 %
CM-12	Двухфакторная степенная модель $y_1=f(z_1,z_2)$ с ненулевым свободным членом	$188,6 \times Z_1^{-0,756} \times Z_2^{0,601}$	13,2 %
CM-12(0)	Двухфакторная степенная модель $y_1=f(z_1,z_2)$ без свободного члена	$Z_1^{-0,817} \times Z_2^{1,097}$	20,4 %
CM-13	Двухфакторная степенная модель $y_1=f(z_1,z_3)$ с ненулевым свободным членом	$4679 \times Z_1^{-0,56} \times Z_3^{0,205}$	27,0 %
CM-13(0)	Двухфакторная степенная модель $y_1=f(z_1,z_3)$ с без свободного члена	$Z_1^{-0,606} \times Z_3^{1,079}$	29,4 %
CM-123	Трехфакторная степенная модель $y_1=f(z_1,z_2,z_3)$ с ненулевым свободным членом	$0,07114 \times Z_1^{-0,853} \times Z_2^{0,693} \times Z_3^{0,755}$	9,7 %
CM-123(0)	Трехфакторная степенная модель $y_1=f(z_1,z_2,z_3)$ без свободного члена	$Z_1^{-0,821} \times Z_2^{0,639} \times Z_3^{0,528}$	10,4 %

Наименьшая средняя ошибка аппроксимации наблюдается у трехфакторной степенной модели без свободного члена (9,7 %). Факторы, учтенные в этой модели:

z_1 – объем передачи электрической энергии за год, МВт·ч;

z_2 – количество условных единиц всего, у.е.;

z_3 – среднемесячная заработка плата в регионе деятельности электросетевой компании, руб.

Так как средняя ошибка аппроксимации менее 10 %, модель может считаться удовлетворительной. На рисунке 7 приведено сравнение графика зависимости фактических удельных подконтрольных расходов на 1МВт·ч от основного влияющего фактора - объема передачи электрической энергии, и графика удельных подконтрольных расходов на 1МВт·ч, рассчитанных по трехфакторной степенной модели с ненулевым свободным членом (CM-123).

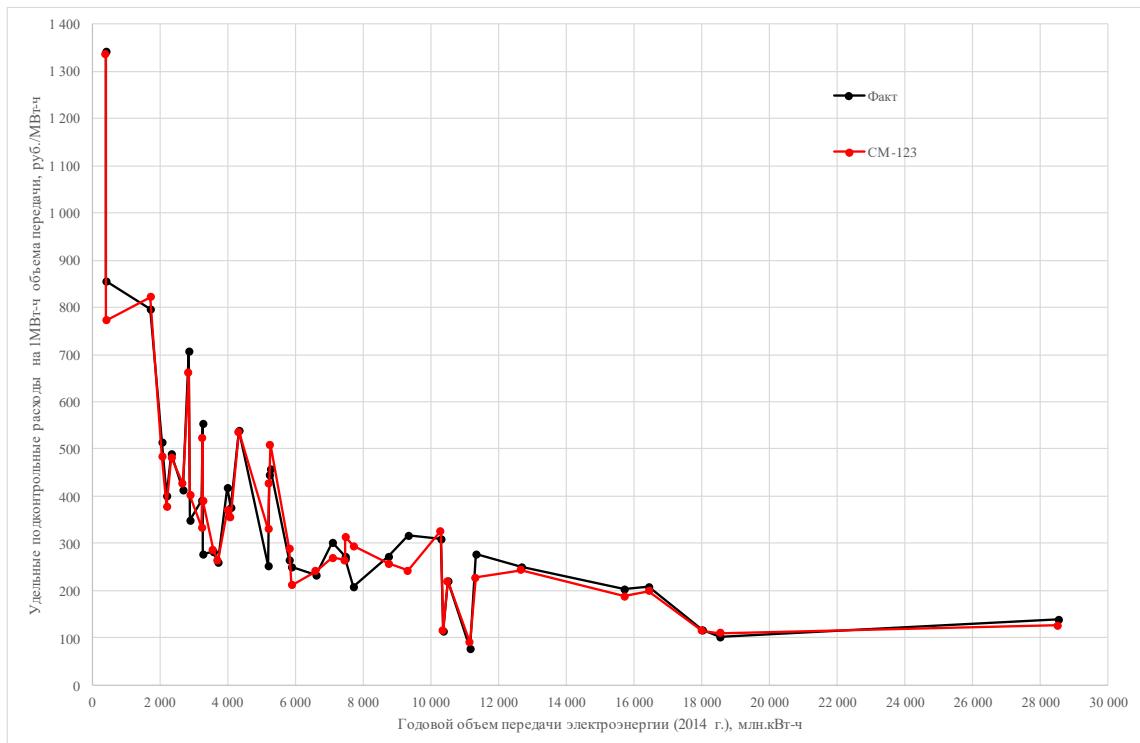


Рисунок 7 – Зависимость удельных подконтрольных расходов на 1МВт·ч объема передачи электроэнергии от годового объема передачи электроэнергии по фактическим данным и по трехфакторной степенной модели

Главное предубеждение исследователей против полученной модели состоит в том, что величина удельных подконтрольных расходов (y_1) рассчитывается делением значения подконтрольных расходов на годовой объем передачи электроэнергии. В рассмотренной выборке по 40 электросетевым компаниям по данным 2014 года дисперсия значений подконтрольных расходов равна 0,27, а дисперсия значений объемов передачи электроэнергии равна 0,81. Если бы подконтрольные расходы всех компаний были одинаковы, то удельные подконтрольные расходы на 1 МВт·ч были бы закономерно обратно пропорциональны объему передачи. Для рассмотренных данных вариативность значений подконтрольных расходов втрое ниже, чем вариативность объемов передачи, поэтому в модели (как показал дальнейший анализ) проявляется влияние вышеприведенной обратной пропорциональности.

Анализ зависимости удельных подконтрольных расходов электросетевых компаний на условную единицу обслуживания электросетей и оборудования подстанций от возможных влияющих факторов

В таблице 12 представлены коэффициенты парной корреляции результирующего показателя (удельных подконтрольных расходов на условную единицу обслуживания) и возможных влияющих факторов.

Таблица 12 – Коэффициенты парной корреляции удельных подконтрольных расходов на условную единицу обслуживания и возможных влияющих факторов по данным 2014 г., ед.

№ п/п	Наименование влияющих факторов	Условное обозначе- ние	Парный коэффициент корреляции с результативным показателем	Наблюдаемая t-статистика
Линейная модель (корреляция значений)				
1	Объем передачи электрической энергии сетевой компании	x1	0,298	1,93
2	Количество условных единиц всего	x2	-0,283	-1,82
3	Количество условных единиц ВН	x3	-0,001	0,00
4	Трансформаторная мощность подстанций всего	x4	0,092	0,57
5	Трансформаторная мощность подстанций ВН	x5	0,163	1,02
6	Протяженность линий электропередачи	x6	-0,421	-2,86
7	Количество точек подключения	x7	-0,232	-1,47
8	Среднемесячная заработка в регионе	x8	0,777	7,61
9	Средняя температура воздуха в январе	x9	-0,249	-1,58
10	Кол-во дней с переходом температуры воздуха через 0	x10	0,082	0,51
Степенная модель (корреляция логарифмов значений)				
1	Объем передачи электрической энергии сетевой компании	LNx1	0,347	2,28
2	Количество условных единиц всего	LNx2	-0,319	-2,07
3	Количество условных единиц ВН	LNx3	-0,030	-0,18
4	Трансформаторная мощность подстанций всего	LNx4	0,044	0,27
5	Трансформаторная мощность подстанций ВН	LNx5	0,128	0,79
6	Протяженность линий электропередачи	LNx6	-0,518	-3,74
7	Количество точек подключения	LNx7	-0,510	-3,66
8	Среднемесячная заработка в регионе	LNx8	0,726	6,51
9	Средняя температура воздуха в январе	LNx9	-0,271	-1,73
10	Кол-во дней с переходом температуры воздуха через 0	LNx10	0,078	0,48

Вывод о наличии сильной корреляции между показателями u и x_i может быть сделан в случае, если модуль значения коэффициента корреляции больше 0,7. В линейной модели сильная зависимость величины удельных подконтрольных расходов на условную единицу наблюдается только от фактора x8 «среднемесячная заработка платы

в регионе».

Коэффициенты парной корреляции логарифмов величин возможных влияющих факторов и логарифмов результирующего фактора демонстрируют наличие сильной зависимости логарифма удельных подконтрольных расходов на условную единицу от логарифма среднемесячной заработной платы в регионе (-0,726). Наблюдается слабая обратная зависимость логарифма удельных подконтрольных расходов на условную единицу от логарифма «протяженности линий электропередачи» (-0,518) и логарифма «количество точек подключения потребителей» (-0,510).

Абсолютная величина коэффициентов парной корреляции логарифмов удельных подконтрольных расходов с логарифмами других рассматриваемых влияющих факторов не превышает 0,5, что может свидетельствовать о слабой зависимости удельных подконтрольных расходов от этих факторов.

Далее в данном подразделе рассматривались коэффициенты корреляции между логарифмами факторов, так как для линейной модели выявлена зависимость величины удельных подконтрольных расходов на условную единицу только от одного влияющего фактора.

В таблице 13 представлены результаты расчета частных коэффициентов корреляции между логарифмами удельных подконтрольными расходов на условную единицу и логарифмами возможных влияющих факторов.

Таблица 13 – Частные коэффициенты корреляции логарифмов возможных влияющих факторов и логарифмов удельных подконтрольных расходов на условную единицу обслуживания и возможных влияющих факторов по данным 2014 г., ед.

№ п/п	Наименование влияющих факторов	Частный коэффициент корреляции	Наблюдаемая t-статистика
	Степенная модель (корреляция логарифмов)		
1	Объем передачи электрической энергии сетевой компании	0,294	1,66
2	Количество условных единиц всего	-0,106	-0,57
3	Количество условных единиц ВН	-0,357	-2,06
4	Трансформаторная мощность подстанций всего	0,065	0,35
5	Трансформаторная мощность подстанций ВН	0,112	0,61
6	Протяженность линий электропередачи	0,013	0,07
7	Количество точек подключения	-0,190	-1,04
8	Среднемесячная заработка платы в регионе	0,550	3,55
9	Средняя температура воздуха в январе	-0,251	-1,40
10	Кол-во дней с переходом температуры воздуха через 0	-0,142	-0,77

Частный коэффициент корреляции между логарифмами удельных подконтрольных расходов на условную единицу и логарифмами количества условных единиц (0,484), а также между логарифмами удельных подконтрольных расходов и логарифмами средней заработной платы в регионе (0,550) показывают наличие слабой, но статистически значимой положительной связи между этими величинами при исключении влияния остальных факторов.

Частный коэффициент показывает наличие слабой отрицательной связи между результирующим фактором и количеством условных единиц высокого напряжения. Статистическая значимость этой связи (2,06) находится на грани критического значения коэффициента Стьюдента.

Для остальных факторов величины частных коэффициентов корреляции являются незначимыми, так как их абсолютные значения меньше критического (2,045).

Проверка мультиколлинеарности влияющих факторов. Коэффициент взаимной корреляции (0,771) свидетельствует о наличии линейной взаимосвязи (коллинеарности) между показателями, имеющими статистически значимую связь с результирующим фактором: «протяженность линий электропередачи» и «количество точек подключения». Оба этих фактора имеют слабую корреляцию с «объемом передачи электрической энергии» (0,371 и 0,457), поэтому в модель нужно включить тот фактор, у которого

больше коэффициент парной корреляции с результирующим фактором (протяженность линий электропередачи).

Взаимная корреляция фактора «средняя заработка по региону» с другими возможными влияющими факторами незначительна.

Выбор основных влияющих факторов для включения в регрессионную модель на основании вычисленных коэффициентов корреляции.

Анализ сформированных матриц парной, частной, межфакторной корреляции позволяет сделать следующие выводы:

- По данным 2014 года самые высокие по модулю коэффициенты парной корреляции (0,726) и частной корреляции (0,550) наблюдаются между логарифмами результирующего показателя «удельные подконтрольные расходы на условную единицу» (y_2) и логарифмами влияющего фактора «средняя заработка по региону» (x_8), что свидетельствует о наличии сильной положительной степенной зависимости между этими величинами. Фактор «средняя заработка по региону» (LNx_8) следует включить в модель степенной регрессии удельных подконтрольных расходов на условную единицу обслуживания электросетей и оборудования подстанций.
- На основании анализа взаимной коллинеарности влияющих факторов сделан вывод о том, что вторым фактором, включаемым в модель, является «протяженность линий электропередачи» (LNx_6).
- Фактор «объем передачи электрической энергии» (LNx_1) имеет низкий (0,347) статистически значимый коэффициент парной корреляции с результирующим показателем. Он включается в модель для проверки наличия многофакторной связи.
- Корреляция логарифмов остальных факторов с логарифмом результирующего показателя (как парная, так и частная) статистически незначима, поэтому от их использования для построения модели регрессии подконтрольных расходов следует отказаться.

Выбранные факторы для построения регрессионной модели приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Выбранные факторы для построения регрессионной модели удельных подконтрольных расходов на условную единицу обслуживания по данным 2014 г., ед.

№ п/п	Наименование факторов	Обозначение фактора на стадии выбора	Обозначение фактора в регрессионной модели
1	Среднемесячная заработка плата в регионе	x8	z1
2	Протяженность электрических сетей, всего	x6	z2
3	Объем передачи электрической энергии сетевой компании	x1	z3

В таблице 15 представлены показатели моделей регрессии логарифма удельных подконтрольных расходов на условную единицу обслуживания от логарифмов выбранных влияющих факторов. При анализе выборки по 40 региональным сетевым компаниям критическое значение t -статистики для доверительной вероятности 95 % для однофакторной, для двухфакторной и для трехфакторной моделей (38, 37 и 36 степеней свободы, соответственно) по таблице значений критерия Стьюдента составляют: ($t_{kp}(0,05; 38) = 2,024$); ($t_{kp}(0,05; 37) = 2,026$); ($t_{kp}(0,05; 36) = 2,028$).

Статистически значимыми являются показатели однофакторных степенных моделей, а также двухфакторной степенной модели с влияющими факторами $z1$, $z2$. Также статистически значимы показатели трехфакторной степенной модели, за исключением свободного члена в трехфакторной модели с ненулевым свободным членом.

Таблица 15 – Показатели регрессионных моделей зависимости удельных подконтрольных расходов на условную единицу обслуживания от выбранных влияющих факторов по данным 2014 г.

Факторы, учитываемые в модели	Тип модели регрессии	Показатели степенной регрессии					
		Константа b_0	при LN переменной z_1	при LN переменной z_2	при LN переменной z_3	Коэффициент детерминации R^2	Стандартная ошибка
			b_1	b_2	b_3		
z1	Однофакторная степенная модель $y_2=f(z_1)$ с ненулевым свободным членом	-7,757	1,032	-	-	0,528	0,185
	Наблюдаемая t-статистика	-4,83	6,51				
	Однофакторная степенная модель $y_2=f(z_1)$ без свободного члена	0	0,267	-	-	0,993	0,232
	Наблюдаемая t-статистика		73,68				
z1, z2	Двухфакторная степенная модель $y_2=f(z_1, z_2)$ с ненулевым свободным членом	-4,728	0,903	-0,167	-	0,647	0,162
	Наблюдаемая t-статистика	-2,87	6,29	-3,53			
	Двухфакторная степенная модель $y_2=f(z_1, z_2)$ без свободного члена	0	0,509	-0,238	-	0,996	0,177
	Наблюдаемая t-статистика		11,32	-5,39			
z1, z3	Двухфакторная степенная модель $y_2=f(z_1, z_3)$ с ненулевым свободным членом	-7,560	0,999	-	0,017	0,530	0,187
	Наблюдаемая t-статистика	-4,51	5,68		0,47		
	Двухфакторная степенная модель $y_2=f(z_1, z_3)$ с без свободного члена	0	0,217	-	0,058	0,993	0,229
	Наблюдаемая t-статистика		5,90		1,35		
z1, z2, z3	Трехфакторная степенная модель $y_2=f(z_1, z_2, z_3)$ с ненулевым свободным членом	-1,167	0,559	-0,282	0,129	0,749	0,138
	Наблюдаемая t-статистика	-0,69	3,68	-5,60	3,84		
	Трехфакторная степенная модель $y_2=f(z_1, z_2, z_3)$ без свободного члена	0	0,457	-0,306	0,141	0,998	0,137
	Наблюдаемая t-статистика		12,58	-8,31	5,09		

Для окончательного выбора надежной модели аппроксимации удельных подконтрольных расходов электросетевых компаний на условную единицу обслуживания были построены уравнения аппроксимации показателей для каждой модели и рассчитаны средние относительные ошибки аппроксимации. Результаты представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Формулы степенной аппроксимации удельных подконтрольных расходов на условную единицу обслуживания (y_2) от выбранных влияющих факторов по данным 2014 г.

Модель	Тип модели регрессии	Формулы аппроксимации	Средняя ошибка аппроксимации
CM-1	Однофакторная степенная модель $y_2=f(z_1)$ с ненулевым свободным членом	$4,276E-04 \times Z1^{1,032}$	14,8 %
CM-1(0)	Однофакторная степенная модель $y_2=f(z_1)$ без свободного члена	$Z1^{0,267}$	17,9 %
CM-12	Двухфакторная степенная модель $y_2=f(z_1, z_2)$ с ненулевым свободным членом	$8,842E-03 \times Z1^{0,903} \times Z2^{-0,167}$	13,0 %
CM-12(0)	Двухфакторная степенная модель $y_2=f(z_1, z_2)$ без свободного члена	$Z1^{0,509} \times Z2^{-0,238}$	14,7 %
CM-13	Двухфакторная степенная модель $y_2=f(z_1, z_3)$ с ненулевым свободным членом	$5,209E-04 \times Z1^{0,999} \times Z3^{0,017}$	14,5 %
CM-13(0)	Двухфакторная степенная модель $y_2=f(z_1, z_3)$ с без свободного члена	$\times Z1^{0,217} \times Z3^{0,058}$	16,7 %
CM-123	Трехфакторная степенная модель $y_2=f(z_1, z_2, z_3)$ с ненулевым свободным членом	$3,112E-01 \times Z1^{0,559} \times Z2^{-0,282} \times Z3^{0,129}$	10,2 %
CM-123(0)	Трехфакторная степенная модель $y_2=f(z_1, z_2, z_3)$ без свободного члена	$Z1^{0,457} \times Z2^{-0,306} \times Z3^{0,141}$	10,4 %

Наименьшая средняя ошибка аппроксимации - у трехфакторной степенной модели с ненулевым свободным членом (10,2 %). Факторы, учтенные в этой модели:

z_1 – среднемесячная заработка плата в регионе деятельности электросетевой компании, руб.;

z_2 – общая протяженность электрических сетей, обслуживаемых электросетевой компанией, км;

z_3 – объем передачи электрической энергии электросетевой компанией, млн кВт·ч.

Средняя ошибка аппроксимации трехфакторной степенной модели без свободного члена немного выше 10, а величина свободного члена не является статистически значимой.

На рисунке 8 приведено сравнение графика зависимости фактических удельных подконтрольных расходов на условную единицу обслуживания от объема передачи электрической энергии, и графика удельных подконтрольных расходов на условную единицу, рассчитанных по трехфакторной степенной модели с ненулевым свободным членом (модель CM-123).

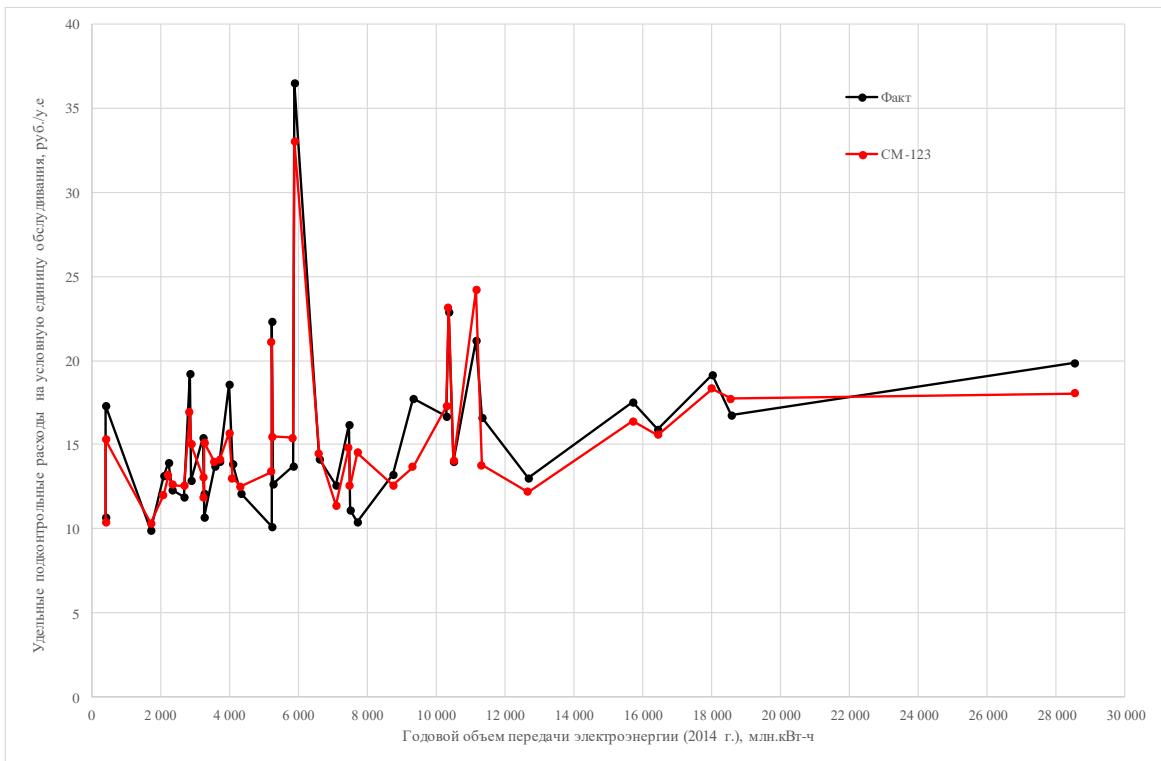


Рисунок 8 – Зависимость удельных подконтрольных расходов на условную единицу обслуживания от годового объема передачи электроэнергии по фактическим данным и по трехфакторной степенной модели

Авторами были получены трехфакторные степенные регрессионные модели (со свободным членом и без него) зависимости удельных подконтрольных расходов сетевых компаний на 1 у.е., характеризуемые допустимыми средними ошибками аппроксимации:

- модель со свободным членом СМ- 123 – средняя ошибка аппроксимации 10,2%;
- модель без свободного члена СМ-123 (0) – средняя ошибка аппроксимации - 10,4%.

Факторы, учтенные в указанных моделях:

z_1 – среднемесячная заработка плата в регионе деятельности электросетевой компании, руб.;

z_2 – общая протяженность электрических сетей, обслуживаемых электросетевой компанией, км;

z_3 – объем передачи электрической энергии электросетевой компанией, млн кВт·ч.

Регрессионная модель со свободным членом (СМ-123) имеет следующий вид формула (2).

$$\bar{y}^{y.e} = 3,112E-01 \times Z1^{0,559} \times Z2^{-0,282} \times Z3^{0,129}, \quad (2)$$

где $\bar{y}^{y.e}$ – удельные подконтрольные расходы сетевых компаний на 1 у.е., тыс. руб./у.е.

При этом свободный член в данной модели статистически незначим.

Вместе с тем авторы считают полученные модели непригодными для определения эталонных расходов сетевых компаний из-за коллинеарности показателя количества условных единиц, входящего в знаменатель формулы удельных подконтрольных расходов на условную единицу, с одним из выбранных влияющих показателей. Коэффициент корреляции между показателем количества условных единиц, учитываемого при расчете результирующего показателя удельных подконтрольных расходов, и фактором общей протяженности электрических сетей составляет 0,93, что свидетельствует о сильной взаимосвязи между указанными показателями.

Анализ зависимости подконтрольных расходов электросетевых компаний от возможных влияющих факторов

Авторы приняли решение рассмотреть зависимость от влияющих факторов самой величины подконтрольных расходов. Величина подконтрольных расходов является числителем в формуле определения удельных подконтрольных расходов, и, выявив зависимость этой величины от влияющих факторов, можно рассчитать любой вид удельных подконтрольных расходов.

В таблице 17 представлены коэффициенты парной корреляции результирующего показателя (подконтрольных расходов) и возможных влияющих факторов (линейная модель), а также коэффициенты парной корреляции логарифмов результирующего показателя с логарифмами возможных влияющих факторов (степенная модель). В последнем столбце таблицы 16 рассчитаны значения t-статистик для парных коэффициентов корреляции.

Таблица 17 – Коэффициенты парной корреляции подконтрольных расходов и возможных влияющих факторов по данным 2014 г., ед.

№ п/п	Наименование влияющих факторов	Условное обозначение	Парный коэффициент корреляции с результативным показателем	Наблюдаемая t-статистика
Линейная модель (корреляция значений)				
1	Объем передачи электрической энергии сетевой компании	x1	0,724	6,47
2	Количество условных единиц всего	x2	0,871	10,92
3	Количество условных единиц ВН	x3	0,769	7,40
4	Трансформаторная мощность подстанций всего	x4	0,864	10,58
5	Трансформаторная мощность подстанций ВН	x5	0,750	6,99
6	Протяженность линий электропередачи	x6	0,721	6,42
7	Количество точек подключения	x7	0,730	6,58
8	Среднемесячная заработка в регионе	x8	0,329	2,15
9	Средняя температура воздуха в январе	x9	-0,024	-0,15
10	Кол-во дней с переходом температуры воздуха через 0	x10	-0,131	-0,81
Степенная модель (корреляция логарифмов значений)				
1	Объем передачи электрической энергии сетевой компании	LNx1	0,794	8,05
2	Количество условных единиц всего	LNx2	0,875	11,14
3	Количество условных единиц ВН	LNx3	0,789	7,91
4	Трансформаторная мощность подстанций всего	LNx4	0,891	12,11
5	Трансформаторная мощность подстанций ВН	LNx5	0,825	8,99
6	Протяженность линий электропередачи	LNx6	0,713	6,26
7	Количество точек подключения	LNx7	0,554	4,10
8	Среднемесячная заработка в регионе	LNx8	0,388	2,59
9	Средняя температура воздуха в январе	LNx9	0,209	1,32
10	Кол-во дней с переходом температуры воздуха через 0	LNx10	-0,164	-1,02

И в линейной, и в степенной моделях сильная зависимость величины подконтрольных расходов наблюдается от факторов x1-x7 (коэффициент парной корреляции больше 0,7). Наблюдаются слабая прямая зависимость подконтрольных расходов от показателя средней заработной платы в регионе, в степенной модели эта зависимость выражена сильнее. Коэффициенты парной корреляции подконтрольных расходов с климатическими факторами имеют низкие величины и статистически незначимы.

В таблице 18 представлены результаты расчета частных коэффициентов корреляции между подконтрольными расходами и возможными влияющими факторами,

а также между логарифмами подконтрольных расходов и логарифмами возможных влияющих факторов.

Таблица 18 – Частные коэффициенты корреляции возможных влияющих факторов и подконтрольных расходов по данным 2014 г., ед.

№ п/п	Наименование влияющих факторов	Условное обозначение	Частный коэффициент корреляции	Наблюдаемая t-статистика
Линейная модель (корреляция значений)				
1	Объем передачи электрической энергии сетевой компании	x1	0,262	1,46
2	Количество условных единиц всего	x2	0,506	3,16
3	Количество условных единиц ВН	x3	-0,191	-1,05
4	Трансформаторная мощность подстанций всего	x4	0,289	1,62
5	Трансформаторная мощность подстанций ВН	x5	-0,190	-1,04
6	Протяженность линий электропередачи	x6	-0,091	-0,49
7	Количество точек подключения	x7	0,064	0,35
8	Среднемесячная заработка плата в регионе	x8	0,592	3,95
9	Средняя температура воздуха в январе	x9	-0,096	-0,52
10	Кол-во дней с переходом температуры воздуха через 0	x10	-0,059	-0,32
Степенная модель (корреляция логарифмов значений)				
1	Объем передачи электрической энергии сетевой компании	LNx1	0,294	1,66
2	Количество условных единиц всего	LNx2	0,484	2,98
3	Количество условных единиц ВН	LNx3	-0,357	-2,06
4	Трансформаторная мощность подстанций всего	LNx4	0,065	0,35
5	Трансформаторная мощность подстанций ВН	LNx5	0,112	0,61
6	Протяженность линий электропередачи	LNx6	0,013	0,07
7	Количество точек подключения	LNx7	-0,190	-1,04
8	Среднемесячная заработка плата в регионе	LNx8	0,550	3,55
9	Средняя температура воздуха в январе	LNx9	-0,251	-1,40
10	Кол-во дней с переходом температуры воздуха через 0	LNx10	-0,142	-0,77

При анализе выборки по 40 региональным сетевым компаниям критическое значение t-статистики для доверительной вероятности 95 % и 40-9-2=29 степенях свободы по таблице значений критерия Стьюдента составляет 2,004 ($t_{kp}(0,05; 29) = 2,045$).

Частные коэффициенты корреляции между подконтрольными расходами и влияющим фактором «количество условных единиц (x2)» (0,506) и между подконтрольными расходами и влияющим фактором «средняя заработка плата в регионе (x8)» (0,592) показывают наличие слабой, но статистически значимой положительной связи между этими влияющими факторами и результирующим показателем при исключении влияния остальных факторов. Частные коэффициенты корреляции между логарифмами подконтрольных расходов и логарифмами влияющего фактора «количество условных единиц» (0,484), а также между логарифмами подконтрольных расходов и логарифмами влияющего фактора «средняя заработка

плата в регионе» (0,592) также показывают наличие слабой, но статистически значимой положительной связи в степенной модели между этими влияющими факторами и результирующим показателем при исключении влияния остальных факторов.

Частный коэффициент показывает наличие слабой отрицательной связи между логарифмами результирующего фактора и логарифмами количества условных единиц высокого напряжения. Статистическая значимость этой связи (2,06) находится на грани критического значения коэффициента Стьюдента. Для остальных факторов величины частных коэффициентов корреляции являются незначимыми, так как их абсолютные значения меньше критического (2,045).

Проверка мультиколлинеарности влияющих факторов. Коэффициенты взаимной корреляции свидетельствуют о наличии линейной взаимосвязи (коллинеарности) между основным интегральным влияющим фактором «количество условных единиц всего», так и другими показателями, имеющими статистически значимую парную корреляцию с результирующим фактором:

- Количество условных единиц ВН.
- Трансформаторная мощность подстанций всего.
- Трансформаторная мощность подстанций ВН.

Показатель «количество условных единиц всего» имеет относительно слабую взаимную корреляцию с «объемом передачи электрической энергии» (0,505 в линейном варианте, 0,594 в логарифмах), поэтому условно можно рассматривать эти факторы, как линейно независимые. Взаимная корреляция факторов «количество условных единиц» и «объем передачи электрической энергии» с климатическими факторами и средней заработной платой незначительна.

Анализ сформированных матриц парной, частной, межфакторной корреляции позволяет сделать следующие выводы:

1. В качестве основного влияющего на подконтрольные расходы фактора следует выбрать «количество условных единиц всего» (x_2), так как этот показатель имеет наибольший по величине коэффициент парной линейной корреляции с результирующим фактором (0,871), а также второй по величине коэффициент частной корреляции с результирующим фактором (0,506 в линейном варианте).

2. Линейно независимым от основного влияющего фактора можно признать показатель «объем передачи электрической энергии» (x_1), который также имеет высокую парную корреляцию с результирующим показателем (0,724 в линейном

варианте, 0,794 в логарифмах). Этот показатель авторы исследования использовали в качестве дополняющего фактора регрессионной модели.

3. Самый высокий коэффициент частной корреляции (0,592 в линейном варианте и 0,550 в логарифмах) наблюдаются между результирующим показателем «подконтрольные расходы» (у) и влияющим фактором «средняя заработная плата по региону» (x8), что свидетельствует о наличии положительной степенной зависимости между этими величинами при исключении влияния других факторов. Фактор «средняя заработная плата по региону» (x8) следует включить в модель регрессии подконтрольных расходов.

4. Факторы x3-x7 коллинеарны с фактором x2 и на этом основании не включаются в модель регрессии.

5. Корреляция климатических факторов x9, x10 с результирующим показателем (как парная, так и частная) статистически незначима, поэтому от их использования для построения модели регрессии подконтрольных расходов следует отказаться.

Вывод: В целях построения регрессионной модели зависимости подконтрольных расходов по данным 2014 года следует использовать влияющие факторы, перечисленные в таблице 19.

Таблица 19 – Выбранные факторы для построения регрессионной модели подконтрольных расходов по данным 2014 г., ед.

№ п/п	Наименование факторов	Обозначение фактора на стадии выбора	Обозначение фактора в регрессионной модели
1	Количество условных единиц обслуживания	x2	z1
2	Объем передачи электрической энергии сетевой компании	x1	z2
3	Среднемесячная заработка в регионе	x8	z3

В таблице 20 представлены показатели моделей регрессии подконтрольных расходов от выбранных влияющих факторов.

Коэффициенты парной корреляции выбранных влияющих факторов и результирующего фактора выше для степенной корреляции, чем для линейной корреляции. Коэффициенты частной корреляции, напротив, выше для линейной корреляции. Поэтому регрессионные модели были рассчитаны авторами исследования и в линейном, и в степенном вариантах.

Таблица 20 – Показатели регрессионных моделей зависимости подконтрольных расходов (по данным 2014 г.)

Факторы в модели	Тип модели регрессии	Показатели регрессии					
		Константа b_0	Коэффициент b_1	Коэффициент b_2	Коэффициент b_3	Коэффициент детерминации R^2	Стандартная ошибка
Линейные регрессионные модели							
z1	Однофакторная линейная модель $y=f(z_1)$	153 224	13,572	-	-	0,758	429 822
	Наблюдаемая t-статистика	0,91	10,92				
z1, z2	Двухфакторная линейная модель $y=f(z_1, z_2)$	111 538	10,572	56,396	-	0,867	323 412
	Наблюдаемая t-статистика	0,88	9,76	5,49			
z1, z3	Двухфакторная линейная модель $y=f(z_1, z_3)$	-1 205 319	13,556	-	53,502	0,865	325 481
	Наблюдаемая t-статистика	-4,28	14,41		5,41		
z1, z2, z3	Трехфакторная линейная модель $y=f(z_1, z_2, z_3)$	-906 057	11,274	42,971	40,465	0,922	251 374
	Наблюдаемая t-статистика	-4,02	13,21	5,10	5,02		
Степенные регрессионные модели							
z1	Однофакторная степенная модель $y=f(z_1)$ с ненулевым свободным членом	4,517	0,843	-	-	0,766	0,255
	Наблюдаемая t-статистика	5,14	11,14				
	Однофакторная степенная модель $y=f(z_1)$ без свободного члена	0	1,232	-	-	0,999	0,327
	Наблюдаемая t-статистика		276,29				
z1, z2	Двухфакторная степенная модель $y=f(z_1, z_2)$ с ненулевым свободным членом	5,932	0,703	0,000	-	0,852	0,205
	Наблюдаемая t-статистика	7,69	10,32	4,63			
	Двухфакторная степенная модель $y=f(z_1, z_2)$ без свободного члена	0	1,225	0,000	-	1,000	0,327
	Наблюдаемая t-статистика		166,35	1,09			
z1, z3	Двухфакторная степенная модель $y=f(z_1, z_3)$ с ненулевым свободным членом	-5,947	0,837	-	1,040	0,905	0,164
	Наблюдаемая t-статистика	-3,90	17,17		7,38		
	Двухфакторная степенная модель $y=f(z_1, z_3)$ с без свободного члена	0	0,770	-	0,530	1,000	0,192
	Наблюдаемая t-статистика		14,41		8,66		
z1, z2, z3	Трехфакторная степенная модель $y=f(z_1, z_2)$ с ненулевым свободным членом	-3,221	0,752	0,000	0,856	0,933	0,140
	Наблюдаемая t-статистика	-2,19	16,05	3,90	6,65		
	Трехфакторная степенная модель $y=f(z_1, z_2)$ без свободного члена	0	0,701	0,000	0,593	1,000	0,146
	Наблюдаемая t-статистика		16,43	5,35	12,33		

Двухфакторная линейная модель построена в двух вариантах: в первом варианте исследована зависимость от «количество условных единиц обслуживания» и «объема передачи электроэнергии», во втором варианте исследована зависимость от «количество условных единиц» и «среднемесячной заработной платы в регионе». Коэффициенты детерминации обоих вариантов очень близки (0,867, 0865). Значительно выше коэффициент детерминации трехфакторной линейной модели (0,922).

Все модели степенных регрессий содержат логарифм основного влияющего фактора z1 «количество условных единиц обслуживания». Все регрессионные модели построены как с ненулевым свободным членом, так и с нулевым свободным членом. Двухфакторная регрессионная модель построена в двух вариантах:

- зависимость логарифма результирующего признака от логарифма «количество условных единиц обслуживания» (z1) и логарифма «объема передачи электроэнергии» (z2);
- зависимость логарифма результирующего признака от логарифма «количество условных единиц обслуживания» (z1) и логарифма «среднемесячной заработной платы в регионе» (z3).

Коэффициенты детерминации двухфакторных моделей с ненулевым свободным членом различаются (0,852 и 0,905). Это свидетельствует о том, что фактор «среднемесячная заработка в регионе» более существенно влияет на результирующий показатель, чем «объем передачи электрической энергии».

Коэффициент детерминации степенной трехфакторной модели (0,933) выше, чем коэффициент детерминации линейной трехфакторной модели (0,922).

Степенные модели с нулевым свободным членом имеют коэффициенты детерминации, близкие к единице, однако значения стандартной ошибки для таких моделей больше, чем для моделей с ненулевым свободным членом.

По данным, представленным в таблице 21 *статистически значимыми являются все коэффициенты регрессии*, кроме свободного члена в однофакторной линейной модели, в первом варианте двухфакторной линейной модели, коэффициента при втором выбранном влияющем факторе в первом варианте двухфакторной степенной модели.

Для окончательного выбора наилучшей модели аппроксимации подконтрольных расходов электросетевых компаний были построены уравнения аппроксимации для каждой модели и рассчитаны средние относительные ошибки аппроксимации. Результаты представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Формулы аппроксимации подконтрольных расходов от выбранных влияющих факторов по данным 2014 г.

Модель	Тип модели регрессии	Формулы аппроксимации	Средняя ошибка аппроксимации
Формулы линейной аппроксимации			
ЛМ-1	Однофакторная линейная модель $y=f(z_1)$	$153223,8 + Z1 \times 13,572$	21,0 %
ЛМ-12	Двухфакторная линейная модель $y=f(z_1,z_2)$	$111538,4 + Z1 \times 10,572 + Z2 \times 56,396$	13,7 %
ЛМ-13	Двухфакторная линейная модель $y=f(z_1,z_3)$	$-1205318,5 + Z1 \times 13,556 + Z3 \times 53,502$	12,9 %
ЛМ-123	Трехфакторная линейная модель $y=f(z_1,z_2,z_3)$	$-906056,6 + Z1 \times 11,274 + Z2 \times 42,971 + Z3 \times 40,465$	11,9 %
Формулы степенной аппроксимации			
СМ-1	Однофакторная степенная модель $y=f(z_1)$ с ненулевым свободным членом	$91,55 \times Z1^{0,843}$	20,2 %
СМ-1(0)	Однофакторная степенная модель $y=f(z_1)$ без свободного члена	$Z1^{1,232}$	22,8 %
СМ-12	Двухфакторная степенная модель $y=f(z_1,z_2)$ с ненулевым свободным членом	$377 \times Z1^{0,703} \times Z2^{0,000}$	22,3 %
СМ-12(0)	Двухфакторная степенная модель $y=f(z_1,z_2)$ без свободного члена	$Z1^{1,225} \times Z2^{0,000}$	21,2 %
СМ-13	Двухфакторная степенная модель $y=f(z_1,z_3)$ с ненулевым свободным членом	$0,00261 \times Z1^{0,837} \times Z3^{1,04}$	13,1 %
СМ-13(0)	Двухфакторная степенная модель $y=f(z_1,z_3)$ без свободного члена	$Z1^{0,77} \times Z3^{0,53}$	15,7 %
СМ-123	Трехфакторная степенная модель $y=f(z_1,z_2,z_3)$ с ненулевым свободным членом	$0,0399 \times Z1^{0,752} \times Z2^{0,000} \times Z3^{0,856}$	16,3 %
СМ-123(0)	Трехфакторная степенная модель $y=f(z_1,z_2,z_3)$ без свободного члена	$Z1^{0,701} \times Z2^{0,000} \times Z3^{0,593}$	18,9 %

Наименьшая средняя ошибка аппроксимации - у трехфакторной линейной модели (11,9 %). Факторы, учтенные в этой модели:

z_1 – количество условных единиц обслуживания электросетей и оборудования подстанций, у.е.;

z_2 – объем передачи электрической энергии электросетевой компанией, млн кВт·ч.;

z_3 – среднемесячная заработка плата в регионе деятельности электросетевой компании, руб.

Средняя ошибка аппроксимации степенных моделей оказалась выше, чем у трехфакторной линейной модели (коэффициенты линейной корреляции результирующего и влияющих факторов были выше, чем коэффициенты линейной корреляции их логарифмов).

Отдельно авторы исследования обращают внимание на тот факт, что в степенных моделях с участием влияющего фактора «объем передачи электрической энергии» даже статистически значимые коэффициенты регрессии при этом факторе практически равны нулю (2×10^{-5}). Поэтому для исследуемой статистической выборки, величина логарифма подконтрольных расходов не зависит от величины логарифма объема передачи электроэнергии. Это доказывает, что построенная в разделе 2.3.2 модель зависимости удельных подконтрольных расходов на 1МВт·ч объема передачи электроэнергии несостоит, так как выявленная в ней зависимость удельных подконтрольных расходов на 1МВт·ч объема передачи электроэнергии от величины объема передачи электрической энергии обусловлена тем, что этот фактор находится в знаменателе формулы расчета удельных расходов.

С учетом вышеизложенного, для определения эталонных суммарных подконтрольных расходов по сетевым распределительным компаниям авторы исследования считают оптимальным использование трехфакторной линейной регрессионной модели, имеющей вид формулы (3).

$$Y = -906\,056,6 + Z_1 \times 11,274 + Z_2 \times 42,971 + Z_3 \times 40,465, \quad (3)$$

где Z_1 – количество условных единиц, у.е.;

Z_2 – объем передачи электроэнергии сетевой компанией, млн кВт·ч.;

Z_3 – среднемесячная заработка плата в регионе деятельности электросетевой компании, руб.

Средняя ошибка аппроксимации по указанной модели составляет 11,9%, что меньше выбранного критического значения 15%.

2.3 Проверка линейной регрессионной модели подконтрольных расходов на обслуживание электросетевых объектов на статистическую устойчивость

Проверка на устойчивость сформированной регрессионной модели зависимости подконтрольных расходов от влияющих факторов, разработанной на основании данных 2014 г., была выполнена в следующей последовательности:

- 1) формирование базы данных показателей 2015 - 2016 гг. для проверки статистической устойчивости модели;
- 2) подстановка в сформированную регрессионную модель (по данным за 2014 г.) данных за другие периоды (2015 - 2016 гг.) и определение эталонных подконтрольных расходов в указанные периоды;
- 3) расчет средней ошибки аппроксимации подконтрольных расходов по сформированной модели за 2015 - 2016 гг.

Авторами исследования была сформирована база данных по показателям подконтрольных расходов и влияющих факторов за 2015 – 2016 гг. по 75 крупнейшим электросетевым компаниям/филиалам, действующим во всех регионах Российской Федерации. Информация по показателям деятельности электросетевых компаний размещена на сайтах компаний в разделах «раскрытие информации», а также в годовых отчетах электросетевых компаний. Показатели среднемесячной заработной платы в регионах деятельности компаний приняты авторами исследования на основании данных Федеральной службы государственной статистики (Росстат) [21].

На основании сформированной базы данных за 2015 - 2016 г. по определенной регрессионной модели (по данным за 2014 г.) были рассчитаны показатели подконтрольных расходов электросетевых компаний за 2015 – 2016 гг.

Отклонения фактических подконтрольных расходов сетевых компаний от определенных по модели эталонных расходов в 2015 – 2016 гг. наглядно представлены на рисунках 9 - 10.

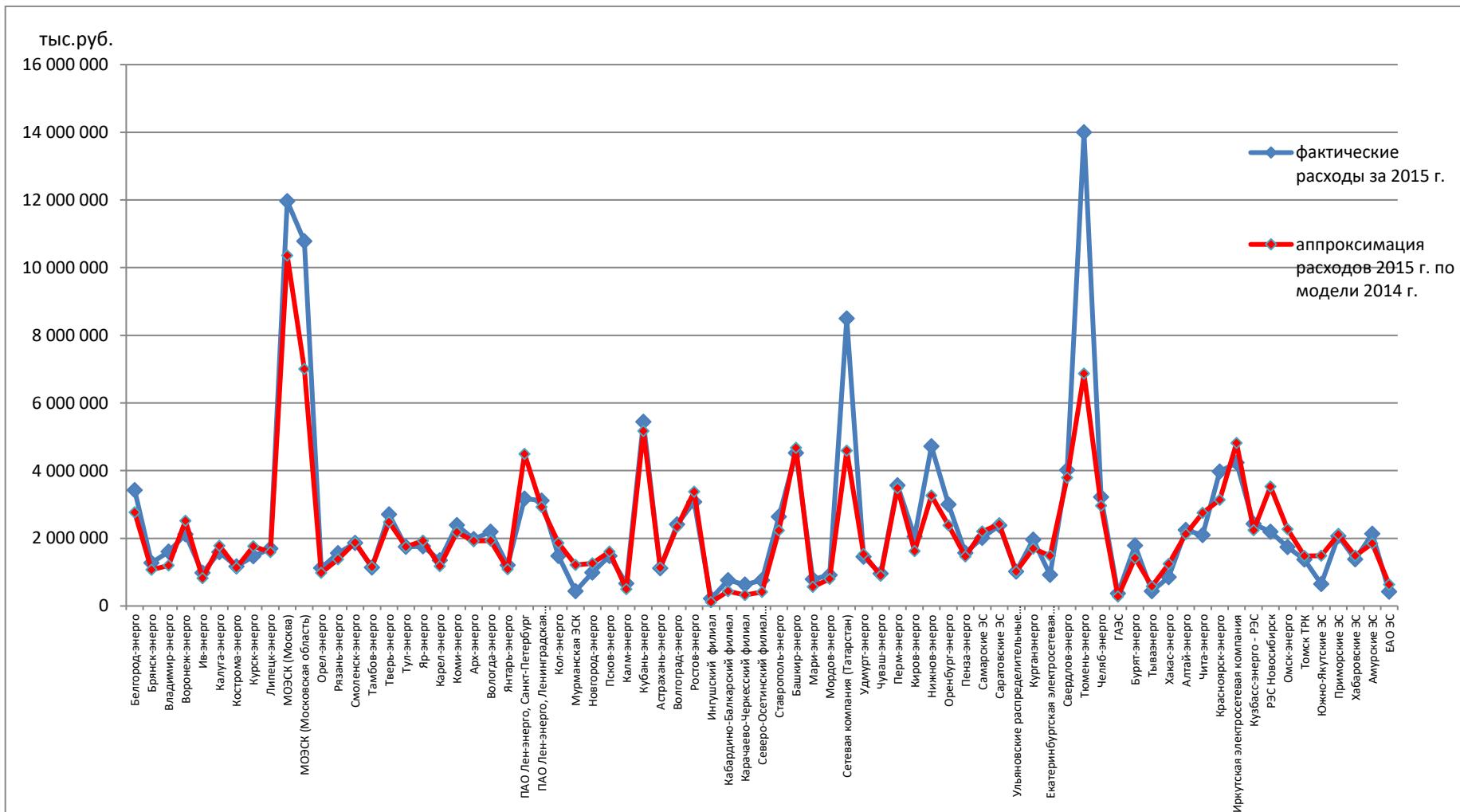


Рисунок 9 – Фактические и аппроксимированные по линейной модели подконтрольные расходы сетевых компаний в 2015 г.

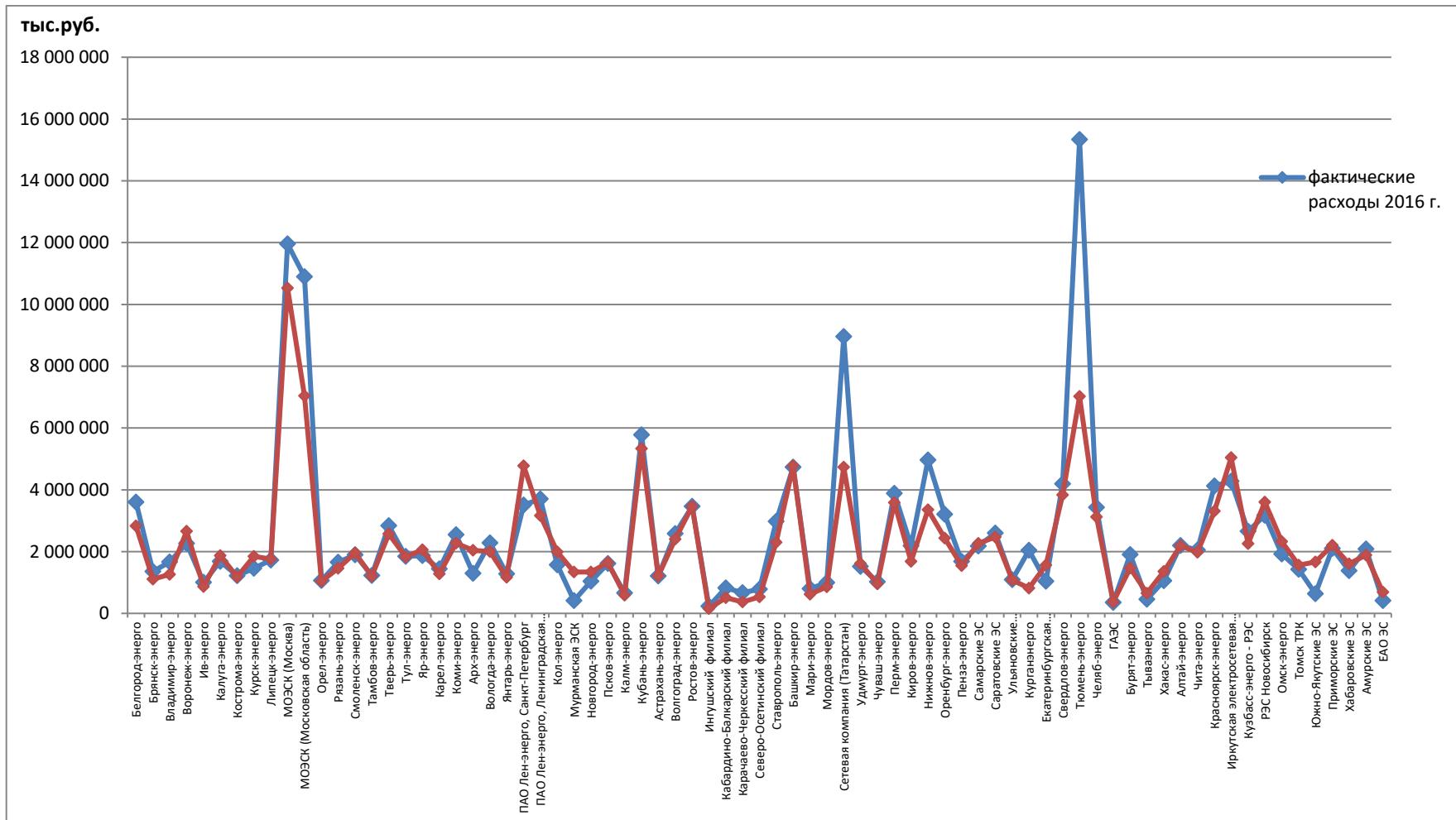


Рисунок 10 – Фактические и аппроксимированные по линейной модели подконтрольные расходы сетевых компаний в 2016 г.

Отдельно для 2015 г. и 2016 г. авторами были рассчитаны средние ошибки аппроксимации подконтрольных расходов сетевых компаний в целом по всей выборке компаний, а также по отдельным группам компаний, характеризуемым определенными уровнями ошибок аппроксимации. Результаты расчета средних ошибок аппроксимации представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты аппроксимации подконтрольных расходов электросетевых компаний 2015 – 2016 гг. на основании линейной регрессионной модели 2014 г.

Наименование показателя	2015 г.		2015 г.	
	Количество компаний в группе	Средняя ошибка аппроксимации, %	Количество компаний в группе	Средняя ошибка аппроксимации, %
в целом по выборке	75	21,90%	75	22,70%
по группе компаний с ошибкой аппроксимации менее 40%	62	12,90%	65	13,70%
по группе компаний с ошибкой аппроксимации менее 30%	57	11,20%	59	11,50%
по группе компаний с ошибкой аппроксимации менее 20%	46	8,20%	46	8,00%
в целом по выборке, исключая 7 компаний с ошибкой более 40% в 2015 и в 2016 гг.	68	15,90%	68	15,40%
в целом по выборке, исключая 14 компаний с ошибкой более 30% в 2015 и в 2016 гг.	61	13,2%	61	13,1%

Средняя ошибка аппроксимации подконтрольных расходов за 2015 - 2016 гг. по сформированной модели характеризуется практически постоянными значениями: в 2015 г. – 21,9%, в 2016 г. – 22,7%.

В составе группы электросетевых компаний с ошибкой аппроксимации более 30% выделяются 14 компаний (19% от всей выборки), устойчиво характеризующиеся указанным уровнем ошибки как в 2015 г., так и в 2016 г. При исключении данных компаний средняя ошибка аппроксимации по выборке уменьшается до 13,2% в 2015 г., 13,1% в 2016 г., что соответствует допустимому значению (< 15%).

Отличительной особенностью 2 сетевых компаний (ПАО Ленэнерго (г. Санкт-Петербург), Екатеринбургская электросетевая компания) из группы 14 компаний со значительными ошибками аппроксимации подконтрольных расходов по линейной модели по сравнению с фактом 2015 - 2016 гг. является высокий уровень урбанизации территории обслуживания. Эти компании характеризуются высоким показателем плотности нагрузки и экономией расходов на эффекте масштаба. Обе компании

отличаются значительной экономией фактических подконтрольных расходов от определенных по модели эталонных уровней.

По результатам анализа средних ошибок аппроксимации был сделан вывод о недостаточной устойчивости полученной модели подконтрольных расходов и возможности ее использования для определения эталонных расходов только по 81% сетевых компаний из рассматриваемой выборки.

Проведена оценка однородности совокупности рассматриваемых сетевых компаний. Выделение кластеров было сделано для уточнения построенной ранее модели путем построения системы отдельных уравнений регрессии для каждой группы предприятий. Кластеризация сетевых компаний была выполнена с использованием 3 различных методов:

- путем группировки компаний в зависимости от значений нормированной величины подконтрольных расходов (без учета значений влияющих факторов);
- методом иерархической кластеризации (метод одиночной связи);
- методом k средних.

В двух последних случаях кластеризации сетевых компаний проводилась с учетом значений всех включенных в модель показателей с использованием программы Statistica.

Кластеризация, проводимая различными методами, не позволила разделить всю рассматриваемую выборку сетевых компаний на группы, характеризуемые устойчивыми уравнениями регрессии подконтрольных расходов от влияющих факторов (с допустимыми средними ошибками аппроксимации).

2.4 Формирование регрессионной модели зависимости подконтрольных расходов на обслуживание электросетевых объектов от альтернативных влияющих факторов по данным 2015 г.

В связи с недостатками линейной модели и неудовлетворительными результатами регрессии по кластерам авторами было принято решение изучить возможности применения регрессионной модели подконтрольных расходов с альтернативным набором влияющих факторов по данным 2015 г. (75 компаний/филиалов).

С помощью пакета анализа MS-Excel (регрессия) по данным 2015 г. авторами исследования были определены показатели степенной зависимости подконтрольных расходов от логарифмов пяти основных влияющих факторов, имеющих высокую корреляцию с результатирующим фактором (таблица 2.86)

- объема передачи электрической энергии (z1);
- количества условных единиц (z2);
- мощности подстанций (z3);
- протяженности линий электропередачи (z4);
- среднемесячной заработной платы в регионе (z5).

В полученной степенной модели зависимости подконтрольных расходов от пяти влияющих факторов по данным 2015 г. статистически значимыми (характеризуемые коэффициентом Стьюдента больше t-критического ($t_{kp}(0,05; 75) = 1,992$)) являются только коэффициенты при показателях логарифмов трех влияющих факторов:

- мощности подстанций (z3);
- протяженности линий электропередачи (z4);
- среднемесячной заработной платы в регионе (z5)

С использованием трех влияющих факторов была построена трехфакторная степенная модель регрессии. Статистически значимыми (с показателями t-статистики больше t-критического ($t_{kp}(0,05; 75) = 1,992$)) являются все коэффициенты данной модели. Средняя ошибка аппроксимации подконтрольных расходов 2015 г. по данной модели составила 14,8%, что ниже критического значения 15% (таблица 23).

Таблица 23 – Показатели регрессионных моделей зависимости подконтрольных расходов от влияющих факторов по данным 2015 г.

Факторы, учитываемые в модели	Тип модели регрессии	Показатели степенной регрессии							Стандартная ошибка
		Константа b_0	при LN переменной z_1	при LN переменной z_2	при LN переменной z_3	при LN переменной z_4	при LN переменной z_5	Коэффициент детерминации R^2	
z_1, z_2, z_3, z_4, z_5	Пятифакторная степенная модель $y=f(z_1, z_2, z_3, z_4, z_5)$ с ненулевым свободным членом	-2,639	0,047	-0,078	0,351	0,487	0,941	0,943	0,192
	Наблюдаемая t-статистика	-1,91	0,74	-0,44	3,13	4,00	6,66		
z_1, z_2, z_3	Трехфакторная степенная модель $y=f(z_1, z_2, z_3)$ с ненулевым свободным членом	-2,824			0,378	0,434	0,939	0,942	0,191
	Наблюдаемая t-статистика	-2,12			7,38	7,74	7,81		

В связи с этим авторами была построена новая трехфакторная степенная модель зависимости подконтрольных расходов от трех влияющих факторов (2 вариант модели) формула (4).

$$Y = e^{-2,824} \times z_1^{0.378} \times z_2^{0.434} \times z_3^{0.939}, \quad (4)$$

где z_1 – мощность подстанций, МВт;

z_2 – протяженность линий электропередачи, км;

z_3 – среднемесячная заработка плата в регионе деятельности электросетевой компании, руб.

Проверка на устойчивость сформированной регрессионной модели зависимости подконтрольных расходов от влияющих факторов, разработанной на основании данных 2015 г., была выполнена в следующей последовательности:

- 1) подстановка в сформированную регрессионную модель (по данным за 2015 г.) данных за другие периоды (2014 г., 2016 г.) и определение эталонных подконтрольных расходов в указанные периоды;
- 3) расчет средней ошибки аппроксимации подконтрольных расходов по сформированной модели за 2014 г., 2016 г.

Определенная средняя ошибка аппроксимации подконтрольных расходов 2014 г. по альтернативному варианту модели составила 16,5%, подконтрольных расходов 2016 г. – 16,2%. Полученные значения средних ошибок аппроксимации несколько выше допустимого значения в 15%, но ниже средних ошибок аппроксимации по линейной регрессионной модели подконтрольных расходов, построенной на основании данных по 40 электросетевым компаниям за 2014 г. и учитывающей влияние следующей группы факторов (таблица 24):

- количества условных единиц;
- объема передачи электрической энергии;
- среднемесячной заработной платы.

Таблица 24 – Средние ошибки аппроксимации подконтрольных расходов по двум вариантам моделей

№ п/ п	Варианты моделей	Характеристика выборки, используемой для формирования модели	Состав учитываемых факторов	Средняя ошибка аппроксимации, %		
				2014 г.	2015 г.	2016 г.
1	1 вариант - трехфакто- рная линейная модель	по данным 40 компаний за 2014 г.	1) количество условных единиц, у.е.; 2) объем передачи электроэнергии, млн кВт·ч.; 3) среднемесячная заработка в регионе деятельности электро-сетевой компании, руб.	11,9	21,9	22,7
2	2 вариант - трехфакто- рная степенная модель	по данным 75 компаний за 2015 г.	1) мощность подстанций, у.е.; 2) объем передачи электроэнергии, млн кВт·ч.; 3) среднемесячная заработка в регионе деятельности электро-сетевой компании, руб.	16,5	14,8	16,2

Следует также отметить, что при использовании для аппроксимации подконтрольных расходов 2 варианта модели, только 5 сетевых компаний (6,6% от выборки) характеризуются относительными ошибками аппроксимации, превышающими 30% в 2015 - 2016 гг. При исключении данных компаний из выборки средняя ошибка аппроксимации подконтрольных расходов по модели 2015 г. сокращается до допустимых значений: в 2014 г. – до 13,4%, в 2016 г. – до 14,9%.

По результатам анализа средних ошибок аппроксимации был сделан вывод об устойчивости полученной модели подконтрольных расходов и возможности ее использования для определения эталонных расходов по большинству сетевых компаний из рассматриваемой выборки (70 компаний или 93,3% от выборки).

3 Определение эталонных подконтрольных расходов на обслуживание объектов электросетевого хозяйства для целей тарифного регулирования

Авторами предложен метод определение эталонных подконтрольных расходов сетевых компаний по уравнению регрессии, построенному на основании минимальных значений аппроксимированных подконтрольных расходов, рассчитанному последовательными итерациями (поиск границы эффективности). Этот метод расчета эталонных подконтрольных расходов электросетевых компаний предусматривает формирование уравнения регрессии, позволяющего определить эталонные расходы в размере, не превышающем их фактические значения.

На 1 этапе определяется состав компаний, по которым фактические расходы меньше аппроксимированных значений (компании группы Минимум_1). С помощью пакета анализа Excel, по компаниям группы Минимум_1 рассчитываются параметры уравнения регрессии фактических подконтрольных расходов от влияющих факторов (уравнение Минимум_1).

На 2 этапе (аналогично порядку действий на 1 этапе) определяется состав компаний, по которым фактические расходы меньше аппроксимированных по уравнению Минимум_1 значений подконтрольных расходов (компании группы Минимум_2). С помощью пакета анализа Excel, по компаниям группы Минимум_2 рассчитываются параметры уравнения регрессии фактических подконтрольных расходов от влияющих факторов (уравнение Минимум_2).

Последовательность действий повторяется до тех пор, пока число компаний, достигнет минимального уровня (не более 5 компаний). Последнее сформированное уравнение регрессии подконтрольных расходов (уравнение Минимум_n) используется для определения эталонных подконтрольных расходов электросетевых компаний.

Предпочтительный вид уравнения регрессии – степенной, при применении линейного уравнения регрессии на одной из итераций эталонные значения для компаний, не попавших в группу Минимум_n могут стать выше, чем фактические.

Показатели рассчитанных по минимальным подконтрольным расходам уравнений регрессии в зависимости от влияющих факторов z1 (мощность подстанций, МВт), z2

(объем передачи электроэнергии, млн кВт·ч.), z_3 (среднемесячная заработка в регионе деятельности электросетевой компании, руб.) представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Показатели уравнений степенной аппроксимации, сформированных по минимальным значениям фактических подконтрольных расходов сетевых компаний в 2016 г.

№ п/п	Наименование модели регрессии	Число наблюде- ний (компани- й)	Конст- анта b_0	Показатели степенной регрессии				Стандартн- ая ошибка
				b_1	b_2	b_3	Коэффици- ент детермина- ции R^2	
1	Степенная модель по минимумам 1	43	-0,241	0,413	0,362	0,716	0,973	0,112
	Наблюдаемая t-статистика, $t_{кр}(0,05; 30) = 2,042$		-0,22	11,97	8,88	7,57		
2	Степенная модель по минимумам 2	21	1,744	0,453	0,311	0,532	0,985	0,080
	Наблюдаемая t-статистика, $t_{кр}(0,05; 18) = 2,101$		1,49	13,94	8,17	5,25		
3	Степенная модель по минимумам 3	7	3,905	0,505	0,309	0,273	0,991	0,068
	Наблюдаемая t-статистика, $t_{кр}(0,05; 6) = 2,447$		2,39	13,02	8,09	1,81		

Уравнение эталонных подконтрольных расходов было получено за три этапа минимизации. У четырех электросетевых компаний фактические расходы оказались ниже рассчитанных по «степенной модели по минимумам 3» (на 6,2%, 2,3%, 2,2%, 3,8%). Так как степенная аппроксимация по четырем значениям не улучшает уравнение эталонных подконтрольных расходов, последовательные итерации на этом этапе были закончены.

Сравнение фактических и эталонных подконтрольных расходов 2016 года представлено на рисунке 11.

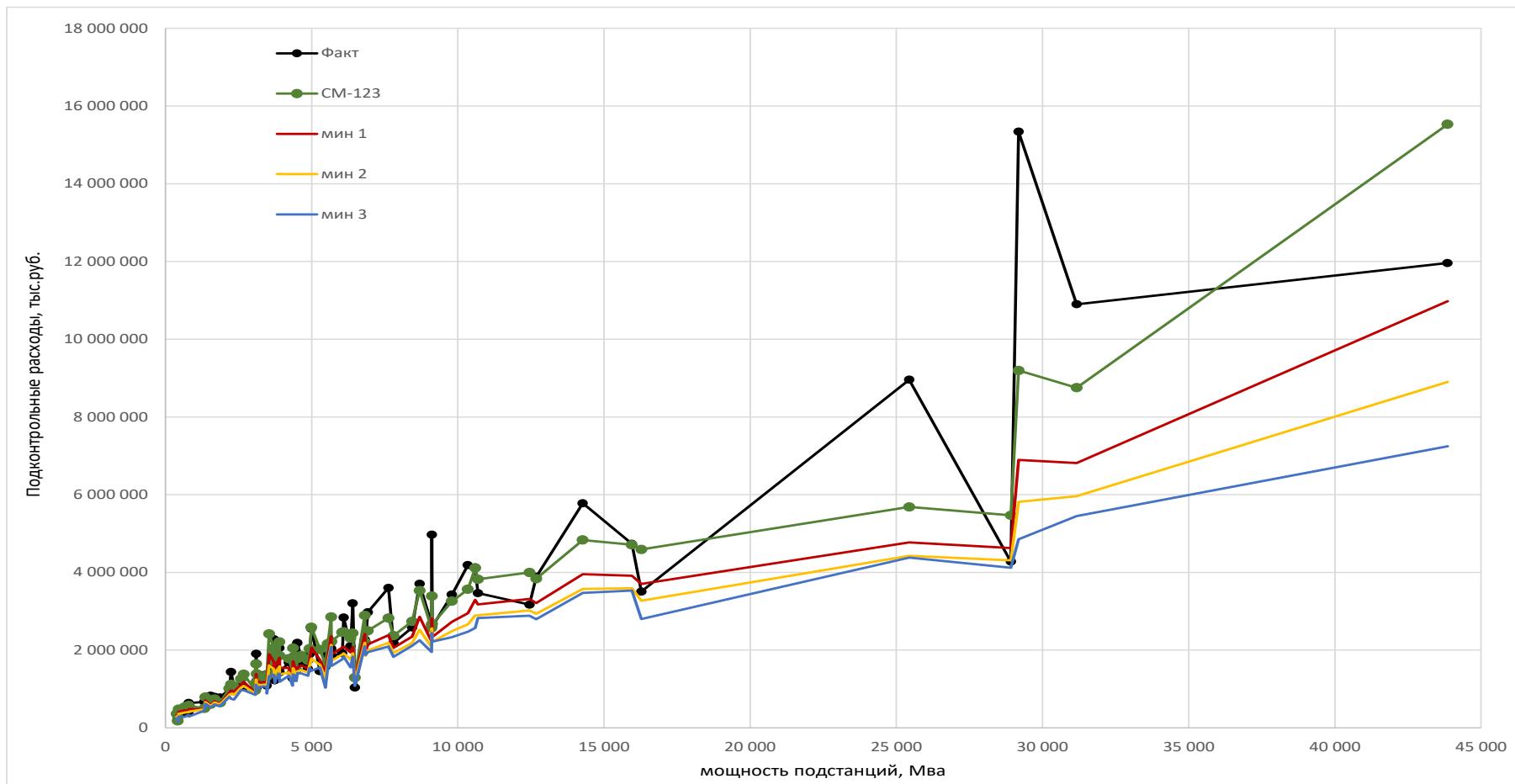


Рисунок 11 – Фактические, аппроксимированные и эталонные подконтрольные расходы электросетевых компаний 2016 г.

Среднее отклонение фактических подконтрольных расходов 2016 года по всем компаниям от эталонных, рассчитанных по «степенной модели по минимумам 3» составило 24,9%, что соответствует показателю эффективности 75,7%.

Максимальное отклонение фактических подконтрольных расходов от эталонных (68,4%) по данным 2016 года было у АО «Тюменьэнерго».

По мнению авторов, установление эталонных расходов в соответствии с полученными оценками, приведет к негативным последствиям, к резкому ухудшению финансового состояния электросетевых компаний. Поэтому целесообразно осуществить вариант последовательного перехода электросетевых компаний к эталонному уровню. Данный подход предусматривает установление подконтрольных расходов для компаний с уровнем эффективности ниже среднего на уровне фактических расходов, скорректированных с учетом индекса повышения эффективности.

Заключение

Анализ стимулирующего тарифного регулирования в распределительном электросетевом комплексе свидетельствует о том, что в зарубежной практике применяются различные методы определения эталонных расходов с применением бенчмаркинга. В Российской Федерации был разработан проект «Методических указаний по определению базового уровня операционных (подконтрольных) расходов территориальных сетевых организаций с применением метода сравнения аналогов (бенчмаркинга) при регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии», однако на практике этот метод регулирования не использовался.

В проведенном исследовании была рассмотрено влияние ценовых, производственно-технических и климатических факторов, как учтенных в вышеуказанном проекте, так и дополнительных факторов на величину удельных подконтрольных расходов (на 1 кВт·ч объема передачи электроэнергии, на 1 условную единицу обслуживания электрических сетей и оборудования подстанций), а также на абсолютную величину подконтрольных расходов.

Корреляционный анализ выявил наличие мультиколлинеарности ряда производственно-технических факторов, а также отсутствие зависимости подконтрольных расходов от исследованных климатических факторов.

Из ряда вариантов уравнений регрессии подконтрольных расходов от одного, двух и трех факторов авторы исследования выбрали два уравнения с минимальной средней ошибкой аппроксимации и исследовали их на статистическую устойчивость. Более устойчивая трехфакторная степенная модель была применена для расчета эталонных подконтрольных расходов (границы эффективности).

Список использованных источников

- 1 Орлова Ю. А. Реформа регулирования тарифов электросетевых компаний России: условия повышения конкурентоспособности сектора // Отраслевые рынки 2014 / 4 (46), с. 26 - 48.
- 2 Золотова И.Ю., Минкова В.С., Карле В.А. Методы стимулирующего регулирования в электросетевом комплексе: европейский опыт // Мировая энергетика и geopolитика проблемы и перспективы развития, 2016, №6, с 76 – 85.
- 3 Khalfalla H. An assessment of Incentive Regulation in electricity networks: The story so far. - Cahier de recherche EDDEN, 2013. - 25 p.
- 4 Joskow P. L. Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks – Review of Network Economics. – 2008. – Vol.7, Issue 4. –547-560 pp.
- 5 Agrell P., Bogetoft P. Scientific Review on Regulation Models for Electricity Distribution Networks // Energy Authority [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – [H., 2010]
- 6 Viljainen S. Regulation Design In The Electricity Distribution Sector – Theory And Practice - Acta Universitatis Lappeenrantaensis, 2005. – 132p.
- 7 Burns P., Jenkins C., Riechmann C. The role of benchmarking for yardstick competition – Utilities Policy. – 2005. – Vol.13, Issue 4. – 302-309 pp.
- 8 Дробыш И.И. Бенчмаркинг при регулировании тарифов электросетевых компаний // Труды Института системного анализа Российской академии наук. – 2013. – Т. 63 – Вып. 1. – С. 97-107
- 9 Kaufmann L. External Benchmarks, Benchmarking Methods, and Electricity Distribution Network Regulation: A Critical Evaluation // Ontario Energy Board [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – [O., 2001]
- 10 Joskow P. L. Incentive Regulation For Electric Utilities – Yale Journal on Regulation. – 1986. – Vol.4, Issue 1. – 1-49 pp.
- 11 Орлова Ю.А., Кадрева О.Н. Влияние стимулирующего регулирования тарифов на инвестиции в электросетевом комплексе // Вестник Моск. ун-та сер. 6. Экономика. 2016. №5. с.69 – 91.
- 12 Mapping power and utilities regulation in Europe // Ernst & Young, 2013, 40 p.

13 Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung, ARegV) // Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur) [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – В., соп. 2017. – Режим доступа: http://www.gesetze-im-internet.de/aregv/_9.html.

14 Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries. Final Report // WIK-Consult, Bad Honnef, December 14, 2011, 72 p.

15 Trends in electricity distribution network regulation in North West Europe // A Report Prepared for Energy Norway / Frontier Economics Ltd, London, 2012, pp. 68 – 69.

16 Regulation methods in the fourth regulatory period of 1 January 2016 – 31 December 2019 and the fifth regulatory period of 1 January 2020 – 31 December 2023. APPENDIX 2 // Energiavirasto, Helsinki, 2015. 130p.

17 Золотова И.Ю., Минкова В.С., Карле В.А. Регулирование естественных монополий: стимулирующие методы как механизм повышения эффективности электросетевых организаций (эмпирический анализ зарубежного опыта) // ИПЦиРЕМ НИУ ВШЭ [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – М., соп. 2017. – Режим доступа: <https://ipcrem.hse.ru/data/2017/04/14/1168178309/> %D0 %94 %D0 %BE %D0 %BA %D0 %BB %D0 %B0 %D0 %B4_ %D0 %97 %D0 %BE %D0 %BB %D0 %BE %D1 %82 %D0 %BE %D0 %B2 %D0 %B0 %20 %D0 %98., %20 %D0 %9C %D0 %B8 %D0 %BD %D0 %BA %D0 %BE %D0 %B2 %D0 %B0 %20 %D0 %92., %20 %D0 %9A %D0 %B0 %D1 %80 %D0 %BB %D0 %B5 %20 %D0 %92.pdf.

18 Total cost benchmarking at RIIO-ED1 – Phase 2 report – Volume 1 // A Report Prepared for OFGEM / Frontier Economics Ltd, London, 2013, pp. 11-84.

19 Total cost benchmarking at RIIO-ED1 – Phase 2 report – Volume 2 // A Report Prepared for OFGEM / Frontier Economics Ltd, London, 2013, pp. 7-42.

20 «СНиП 23-01-99. Строительная климатология» (приняты Постановлением Госстроя РФ от 11.06.1999 N 45) (ред. от 24.12.2002) // КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – [М., 2017].

21 Регионы России. Социально-экономические показатели. 2016: Р32 Стат. сб. / Росстат. М., 2016. – 230-231.

22 Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников по полному кругу организаций в целом по экономике по субъектам Российской Федерации

за 2000-2016гг.// Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – М., 2017. – Режим доступа:

23 Статистика. ФИНЭК: Учебник/ Под ред. И.И.Елисеева. М.: Проспект, 2005. с.61.