

ДАЛЬНИЙ ВОСТОК: СУБСИДИРОВАТЬ ИЛИ РАЗВИВАТЬ

АВТОРЫ



Алексей ЖИХАРЕВ

Партнер, практика электроэнергетики, к.э.н.

A.Zhikharev@vygon.consulting



Николай ПОСЫПАНКО

Старший консультант

N.Posypanko@vygon.consulting



Анастасия КИМ

Младший аналитик

A.Kim@vygon.consulting

При участии:

Антон Коровякова

СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ТАРИФЫ И ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ.....	7
НАДБАВКИ К ЦЕНЕ МОЩНОСТИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ.....	7
ВЛИЯНИЕ ТАРИФОВ НА РОСТ ЭКОНОМИКИ РЕГИОНОВ.....	10
ПОДДЕРЖКА ДФО ЧЕРЕЗ ОРЭМ.....	13
СУБСИДИРОВАНИЕ ДФО.....	13
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СУБСИДИИ.....	21
ТАРИФНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ.....	22
ИНВЕСТИЦИИ ДФО ЗА СЧЕТ ОПТОВОГО РЫНКА.....	24
ВЛИЯНИЕ СУБСИДИЙ ДФО НА РОССИЙСКУЮ ЭКОНОМИКУ.....	27
ЭФФЕКТЫ ОТ СУБСИДИИ ДФО ДЛЯ ЦЕНОВЫХ ЗОН.....	27
ВЛИЯНИЕ СУБСИДИЙ НА ИНВЕСТИКЛИМАТ В ДФО.....	28
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУБСИДИЙ.....	32
АДРЕСНОСТЬ СУБСИДИИ.....	32
ИНВЕСТИЦИИ В РАЗВИТИЕ.....	33
ПРИВЛЕЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМЫХ ИНВЕСТОРОВ.....	36
ВНУТРЕННИЕ РЕЗЕРВЫ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА.....	38

РЕЗЮМЕ

В 2017 г. разнообразие видов перекрестного субсидирования в электроэнергетике России пополнилось межтерриториальным механизмом снижения тарифов в ДФО за счет потребителей европейской части РФ, Урала и Сибири (ценовых зон ОРЭМ).

За 2017–2018 гг. потребители ценовых зон заплатят в пользу ДФО 59 млрд руб., что должно компенсировать убытки местных энергокомпаний при административном снижении тарифов до среднероссийского уровня. 75% субсидии получают компании группы «РусГидро».

Максимальное снижение отпускных тарифов на электроэнергию в изолированных районах ДФО составило в 2017 г. 89 руб./кВт*ч, а среднее – около 3,6 руб./кВт*ч, или 45%.

В 2019 г. целевой сбор с ОРЭМ в адрес ДФО может вырасти до 48 млрд руб. (+37%). Доля этого платежа в конечной цене на электроэнергию в ценовых зонах ОРЭМ превысит 2%.

Дополнительное включение в надбавку ДФО инвестиционных планов «РусГидро» по модернизации тепловой генерации, работающей в неценовых зонах, увеличит платеж ценовых зон до 90 млрд руб., доля субсидии ДФО в средней конечной цене превысит 3% в 2025 г.

Принятая конфигурация межтерриториальной субсидии не обеспечивает адресности, поддержку получают все потребители вне зависимости от доли затрат на энергию и от величины конечного тарифа.

Только 13% субсидии (3,1 млрд руб.) в 2017 г. направлено на снижение обоснованно высоких (7,3 – 100 руб./кВт*ч) тарифов в изолированных районах до уровня 7,2 руб./кВт*ч, соответствующего максимальной цене в ценовых зонах ОРЭМ¹. Основная часть средств потрачена на снижение тарифов ниже уровня предельных цен в европейской части РФ.

Эффективность текущей субсидии будет выше, если снижать тарифы только в изолированных энергорайонах. Объем компенсации убытков энергокомпаний при этом не превысит 8 млрд руб., а высвобождающиеся средства могут быть проинвестированы в развитие инфраструктуры для долгосрочного снижения стоимости энергоснабжения.

1

Волгоградская область, уровень напряжения НН, 2017 г.

Межтерриториальная субсидия ДФО прекратится с 2020 года, но действие механизма предполагается продлить по меньшей мере до 2028 года. При принятии решения необходимо:

- Утвердить поэтапное снижение целевой межтерриториальной субсидии за счет роста адресности при снижении цен в ДФО до уровня максимальных цен в регионах ценовых зон ОРЭМ (7,5 руб./кВт*ч в 2018 г.). Это позволит высвободить в общем объеме целевой субсидии ДФО не менее 30 млрд руб. в год.
- Включать в инвестиционную часть субсидии ДФО только те проекты, реализация которых снизит удельную себестоимость производства энергии в долгосрочной перспективе.
- Реализовать подход технологически нейтральных конкурентных отборов проектов развития энергетики с возможностью их инициации любой заинтересованной стороной (независимыми инвесторами, муниципалитетами, властями субъектов и региональными энергокомпаниями в ДФО).
- Обеспечить доступ независимых, в том числе частных, инвесторов к отобранным проектам на конкурсной основе.

ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на появившийся в результате реформы конкурентный оптовый рынок электрической энергии, отрасль в целом остается одной из самых зарегулированных. Для большей части потребителей 50–70% конечной цены на электрическую энергию остаются предметом федеральной и региональной тарифной политики.

Традиционно тариф – это результат компромисса между инвестициями в развитие сетей и генерации с одной стороны и ограничением ценовой нагрузки, прежде всего для населения, с другой. Часто увеличение тарифа для какой-то группы потребителей или территории невозможно из-за ограничений регулирования, но вложения в поддержание надежности становятся критически важны. Тогда неизбежно возникает перекрестное субсидирование.

«Перекрестка» позволяет консолидировать существенные финансовые ресурсы для отдельных проектов за счет незначительного в абсолютном выражении изменения цены, но уже для всех потребителей. Такой инструмент сложно игнорировать при планировании комплексного развития сектора.

Однако механизм перекрестного субсидирования по сути является ценовой дискриминацией определенных групп потребителей. Тарифы для бизнеса могут расти опережающими темпами при индексации цен для бытовых потребителей на уровне инфляции, или, наоборот, цены могут снижаться в рамках механизмов «сглаживания» в пределах периода регулирования. Если рост тарифов для населения вообще отменен, то затраты сетевых и генерирующих компаний перекладываются на прочих потребителей.

К перекрестному субсидированию одних участников рынка другими можно отнести, в частности, систематическое списание или предоставление отсрочки по оплате рыночных штрафов за срыв сроков строительства генерирующим компаниям или поддерживаемую стабильность неплатежей оптовых перепродавцов Северного Кавказа.

Практика показывает, что в условиях высокой степени регулирования растет число и роль специальных решений тарифных органов и коммерческой инфраструктуры рынка.

С 2017 г. к надбавкам на развитие электроэнергетической отрасли в части обеспечения надежности энергоснабжения и стимулирования конкретных сегментов энергомашиностроения добавились новые «сборы» – на поддержку отдельных регионов. По состоянию на 2018 г. объем средств, перенаправляемых за счет потребителей ОРЭМ одних субъектов РФ в пользу дру-

гих, составляет около 50 млрд руб. в год, то есть 2% в конечной цене на электроэнергию. Часть средств оптового рынка (около 15 млрд руб.) предназначена для оплаты новых генерирующих мощностей, построенных на территории Республики Крым и Калининградской области. Около 35 млрд руб. используется в рамках выравнивания тарифов на территории Дальнего Востока, где, в отличие от других субсидируемых субъектов, собираемые с ОРЭМ средства направляются не на создание новых энерго-мощностей, а на компенсацию выпадающих доходов местных энергоснабжающих организаций, формирующихся из разницы уровней экономически обоснованных и устанавливаемых тарифов на электроэнергию для местного бизнеса.

В течение 2018 г. обсуждается вопрос о продлении действия механизма субсидирования ДФО, направленного на выравнивание тарифов на электрическую энергию. В случае включения в объем данной субсидии инвестиционных затрат на модернизацию и развитие энергетической инфраструктуры ежегодный объем поддержки экономики ДФО через ОРЭМ достигнет 90 млрд руб.

Постоянный рост цен на энергию стимулирует потребителей искать альтернативы централизованному энергоснабжению. Между тем снижение отпуска из единой системы приведет к еще большему росту тарифа за счет увеличения вклада условно-постоянных расходов в цену каждого киловатт-часа.

Таким образом, проблема приобретет циклический характер. Обоснованные ценовые сигналы рынка все больше искажаются, что мешает выработке среднесрочной и долгосрочной энергостратегии как инструмента эффективного развития.

При этом поставщики энергии становятся все менее гибкими в вопросах снижения цен на электроэнергию для удержания клиентов, поскольку значительная часть цены им уже не подконтрольна. Инвестиционные спецнадбавки и перекрестные субсидии сегодня занимают 15-30% в среднем платеже за энергию, а их размер и разнообразие только приумножаются.

Для того чтобы не допустить неконтролируемого роста нагрузки на потребителей ценовых зон, необходимо в рамках механизмов межтерриториального субсидирования пересмотреть подходы к адресности поддержки и повышению эффективности энергетической инфраструктуры, в первую очередь это актуально для регионов Дальнего Востока.

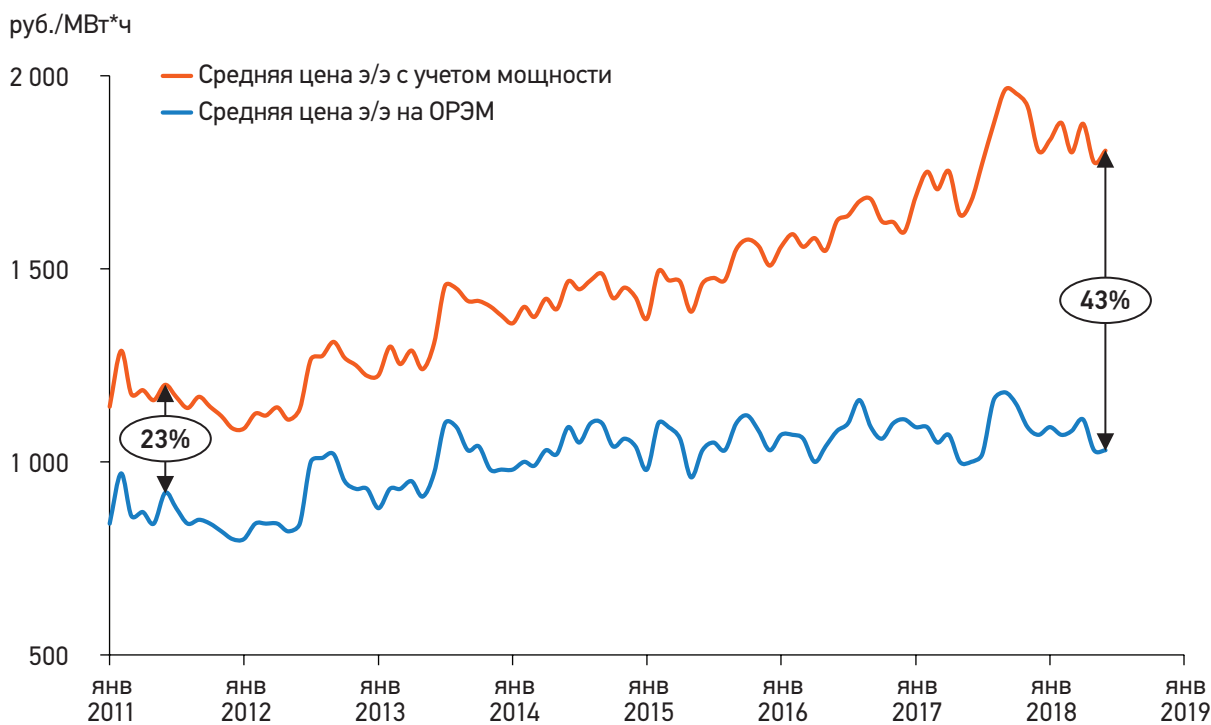
**ТАРИФЫ И
ЭКОНОМИЧЕСКОЕ
РАЗВИТИЕ**

**НАДБАВКИ К ЦЕНЕ
МОЩНОСТИ НА
ОПТОВОМ РЫНКЕ**

Стоимость мощности играет все более значимую роль в платеже за электрическую энергию: с 2012 г. доля мощности в средней одноставочной цене на оптовом рынке выросла с 23% до 43% (Рисунок 1).

В то время как цена РСВ в ценовых зонах с 2013 по 2018 г. выросла на 12%, плата за мощность за тот же период увеличилась в 2,4 раза, средний темп роста (CAGR) составил 18% .

Рис. 1. Изменение средней одноставочной цены на электроэнергию на ОРЭМ



Источник: НП Совет рынка, VYGON Consulting

Таким образом, плата генераторам за готовность нести нагрузку становится основным фактором роста цен на электрическую энергию на ОРЭМ, а доля топливных затрат, отражающихся в ценах РСВ, постепенно снижается.

Итоговая цена на электрическую мощность для потребителя, помимо конкурентного сектора торговли КОМ, включает в себя восемь надбавок. Их суммарная стоимость уже превышает половину (54%) затрат на мощность и составляет более четверти (30%) всех платежей оптового рынка. В таблице 1 перечислены надбавки, которые оплачивают потребители ценовых зон ОРЭМ.

Таблица 1.
Обзор специальных надбавок ОРЭМ

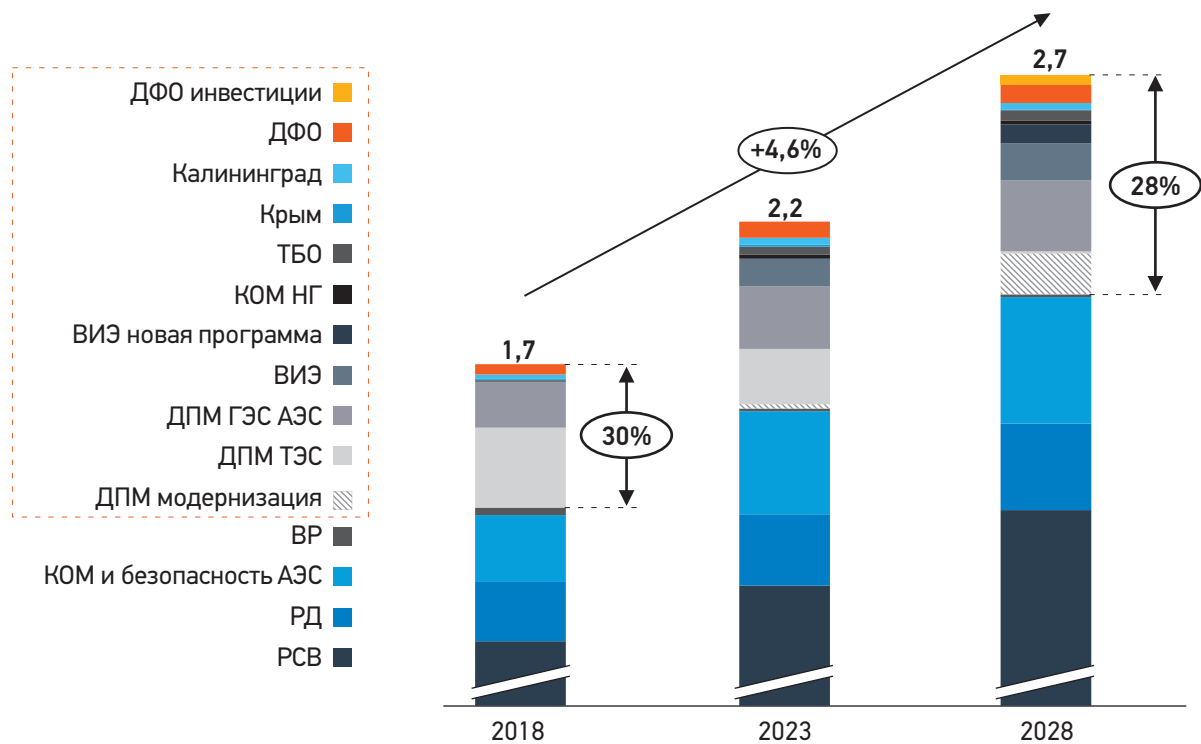
Типовой инвестиционный проект	Объекты финансирования	стоимость надбавки, млрд руб.	
		2018 г.	2024 г.
ДПМ ТЭС	Возврат инвестиций в новую и модернизированную генерацию по программе ДПМ, реализуемой в 2010–2029 гг. общим объемом около 30 ГВт	270	117
ДПМ ГЭС/АЭС	Возврат инвестиций в построенные в 2010–2018 гг. новые АЭС (6 ГВт) и ГЭС (0,4 ГВт)	152	208
ДПМ ВИЭ	Действующая программа субсидирования строительства ВИЭ – СЭС, ВЭС и малых ГЭС (5,4 ГВт) по договорам ДПМ ВИЭ	8	112
ДПМ ТБО	Межотраслевое субсидирование строительства электростанций, сжигающих твердые бытовые отходы в Московской области и Республике Татарстан (445 МВт) за счет платежа потребителей 1-й ценовой зоны оптового рынка	0	27 (с 2022 г.)
КОМ НГО	Оплата новых ТЭС, построенных на основании конкурсных отборов для покрытия дефицита в ЕЭС России (120 МВт, строится еще 465 МВт)	1	12
«Крым»	Межтерриториальное субсидирование строительства новых газовых ТЭС в Республике Крым (в октябре 2018 г. планируется ввод 470 из 940 МВт)	1	3
«Калининград»	Межтерриториальное субсидирование строительства газовых и угольной электростанций (980 МВт) в Калининградской области за счет платежа потребителей 1-й ценовой зоны	13	26
ДФО	Межтерриториальное субсидирование снижения тарифов в технологически изолированных территориальных энергосистемах ДФО	35	56
	Итого:	480	561

Источник: VYGON Consulting

В сценарии обновления до 4 ГВт генерирующих мощностей в год до 2030 г. и продления субсидирования тарифов на Дальнем Востоке доля специальных надбавок, действующих и объявленных, сохраняется на уровне 28% совокупного объема платежей на оптовом рынке (Рисунок 2).

Все восемь оптовых надбавок по сути являются также и межтерриториальным механизмом субсидирования. Генерирующая мощность, строящаяся в конкретных узлах системы и востребованная прежде всего локально, оплачивается потребителями соответствующих ценовых зон. Таким образом, инвестиционные издержки аллоцируются на больший объем отпуска энергии, а их относительная доля в цене снижается.

Рис. 2. Структура одноставочной цены оптового рынка, трлн руб.



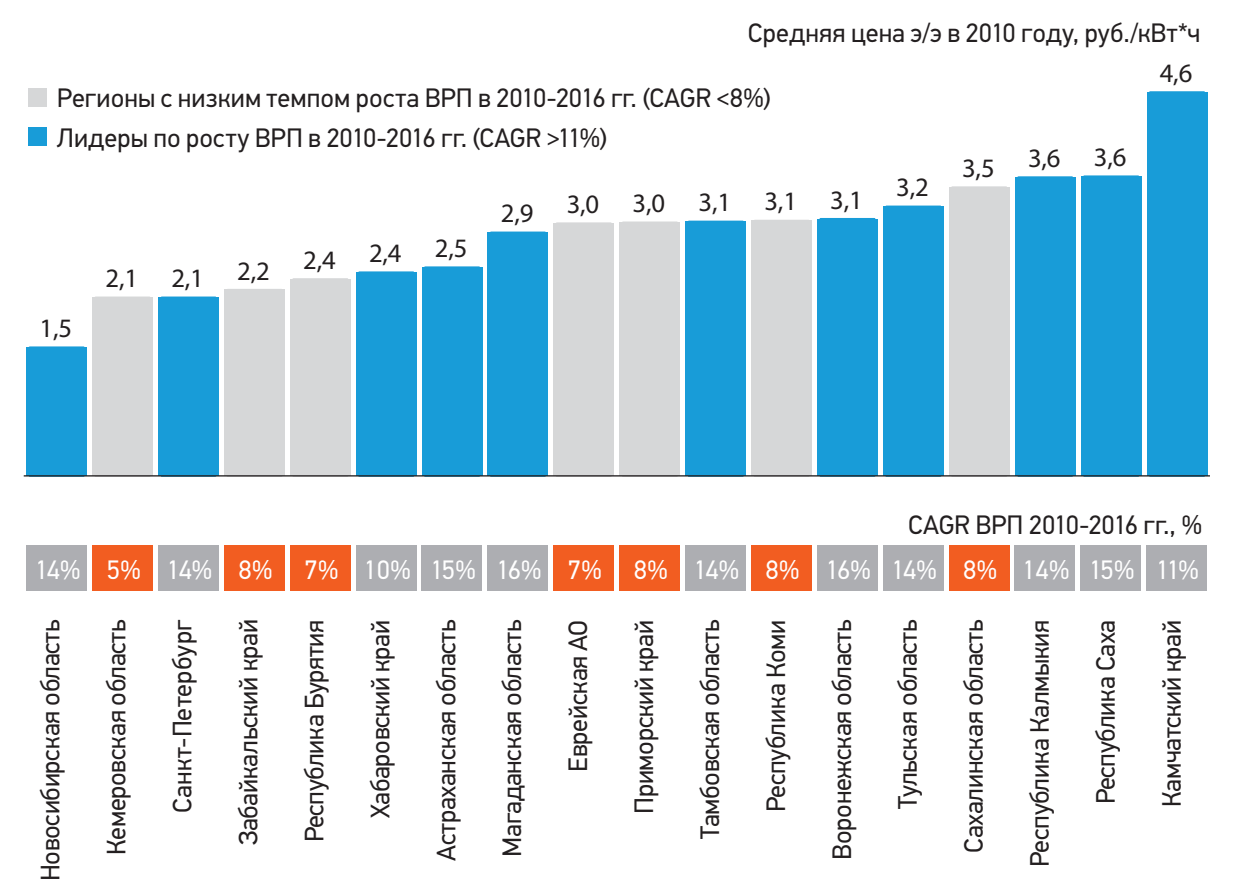
Источник: НП Совет рынка, VYGON Consulting

Новая надбавка ДФО принципиально отличается своей направленностью не на создание новых объектов энергетики, а на компенсацию операционных затрат энергокомпаний в объеме, превышающем уровень выручки по установленным тарифам.

ВЛИЯНИЕ ТАРИФОВ НА РОСТ
ЭКОНОМИКИ РЕГИОНОВ

Выборка областей с наибольшими темпами роста валового внутреннего продукта по итогам 2010–2016 гг. показывает, что величина тарифа по-разному отражается на развитии региональной экономики (Рисунок 3).

Рис. 3. Средние отпускные цены на э/э и региональный экономический рост в 2010 - 2016 гг.

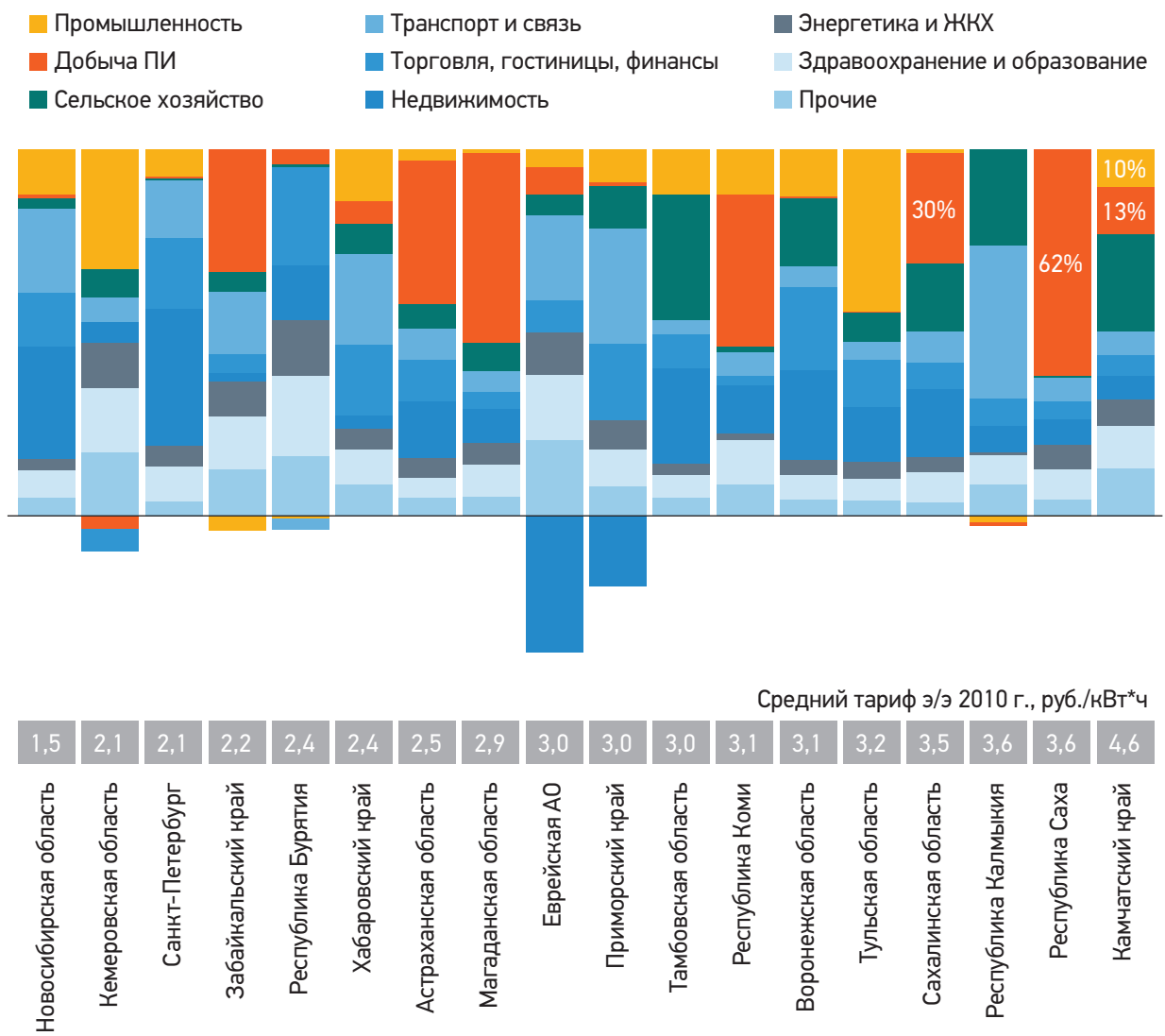


Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

Следовательно, уровень тарифа на энергию не является важнейшим фактором для экономического роста. Так, три региона с наиболее высокими среднеотпускными тарифами в 2010 г. оказались в числе лидеров по темпу роста экономики в 2010–2016 гг. Два из этих трех субъектов РФ – Якутия и Камчатский край – характеризовались самыми высокими тарифами на электроэнергию в 2010 г.

Тарифы не препятствовали развитию энергоемких секторов промышленности на соответствующих территориях. Так, в Сахалинской области, Камчатском крае, Якутии прирост ВРП за 2010–2016 гг. на 23–62% обеспечили добыча полезных ископаемых и обрабатывающая промышленность (Рисунок 4).

Рис. 4. Структура прироста ВРП в 2010 - 2016 гг.

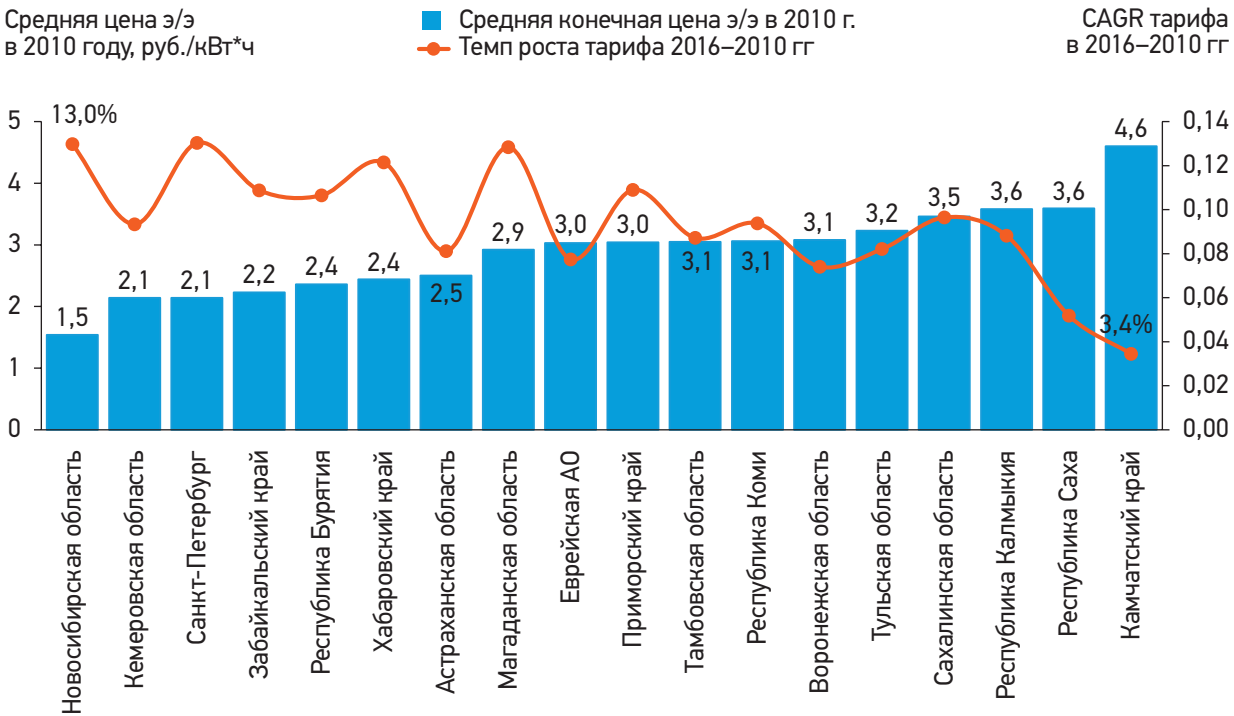


Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

Иными словами, решающую роль сыграл региональный природно-ресурсный потенциал, и, хотя его максимальную реализацию могли сдерживать высокие тарифы, фактически именно он стал главным фактором роста экономики этих субъектов РФ.

Ранжирование регионов по абсолютному уровню тарифа на электрическую энергию выявляет другой тренд (Рисунок 5). Низкие цены в 2010 г. позволили региональным властям индексировать тарифы быстрее инфляции. В регионах с высоким уровнем цен темп роста, напротив, был ограничен.

Рис. 5. Динамика роста тарифов в выборке регионов



Источник: Росстат, VYGON Consulting

Таким образом, ручное управление тарифом продолжает служить одним из инструментов региональной социальной политики, но без сопутствующих условий не всегда создает экономический эффект в виде роста ВРП.

ПОДДЕРЖКА ДФО
ЧЕРЕЗ ОРЭМ

СУБСИДИРОВАНИЕ ДФО

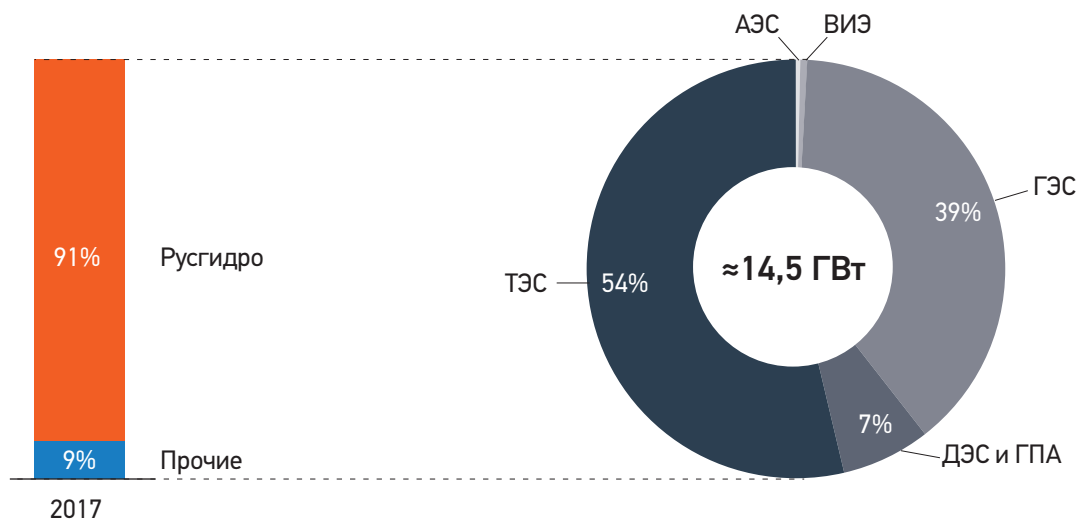
Особенности структуры сектора

Энергетика Дальнего Востока не была преобразована в ходе общероссийской реформы, оставшись за рамками ценовых конкурентных зон оптового рынка. В отличие от основного энергорынка РФ, компаниям здесь разрешено осуществлять одновременно монопольные (транспорт энергии) и конкурентные (производство и сбыт) виды деятельности. Одна из причин такого решения заключалась в недостаточном уровне конкуренции в регионе и наличии большого количества удаленных энергорайонов, изолированных от энергетической, а порой и транспортной инфраструктуры.

На практике большинство энергокомпаний в ДФО сохраняют вертикально интегрированную структуру бизнеса и продолжают функционировать в условиях традиционного государственного регулирования затрат и тарифов. С 2011 г. контроль почти во всех основных региональных ресурсоснабжающих компаниях получило ПАО «РусГидро».

«РусГидро» практически полностью обеспечивает энергоснабжение Дальнего Востока. Активы компании в регионе охватывают электростанции общей мощностью более 13 ГВт, вырабатывающие более 90% электроэнергии. Также «РусГидро» осуществляет передачу электроэнергии (активы группы в регионе включают более 100 тыс. километров электрических сетей) и ее сбыт конечному потребителю.

Рис. 6. Структура установленной генерирующей мощности в ДФО



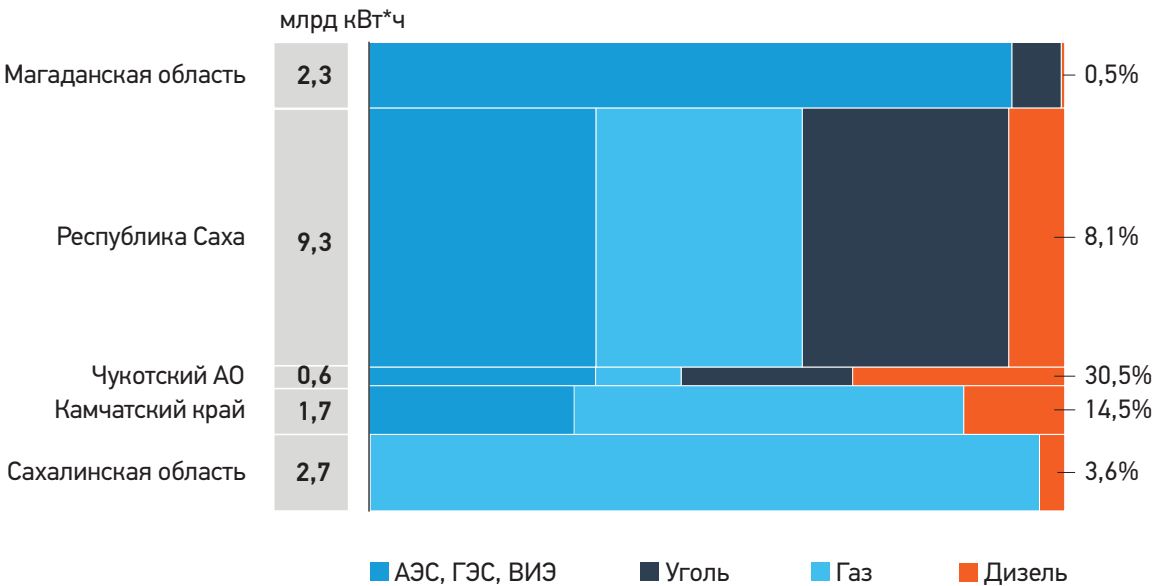
Источник: VYGON Consulting

Регионы ДФО с точки зрения регулирования энергорынков делятся на неценовую зону оптового рынка и технологически изолированные территориальные энергетические системы (ТИТЭС). В неценовых зонах ДФО, занимающих около 80% в структуре совокупной выработки региона, расчеты между генерирующими и энергоснабжающими компаниями осуществляются через коммерческую инфраструктуру ОРЭМ по утверждаемым на федеральном уровне тарифам.

В ТИТЭС, на которые приходятся остальные 20% выработки электроэнергии, торговля электроэнергией ведется только на розничном рынке по тарифам, устанавливаемым органами тарифного регулирования субъекта РФ в рамках предельных уровней тарифов, задаваемых ФАС России.

К объективным проблемам дальневосточной энергетики относится недостаточный уровень развития электросетевой инфраструктуры на значительных территориях. В связи с этим в удаленных изолированных районах электрическая энергия вырабатывается с использованием привозного дизельного топлива (Рисунок 7).

Рис. 7. Структура и объём выработки в ТИТЭС ДФО по видам генерации

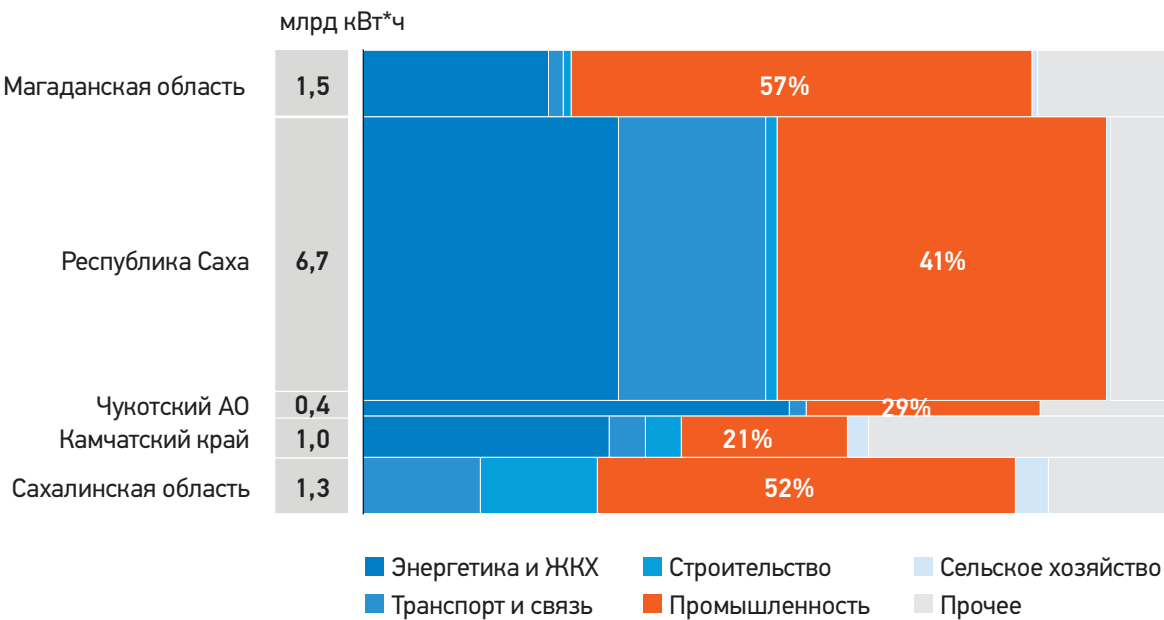


Источник: СИПР субъектов РФ, VYGON Consulting

Как следствие, экономически обоснованные тарифы в ряде дальневосточных регионов достаточно высоки.

В структуре электропотребления технологически изолированных территориальных энергетических систем значительную долю занимает промышленность – от 21% в Камчатском крае до 52% в Сахалинской области (Рисунок 8).

Рис. 8. Структура потребителей в ТИТЭС ДФО в 2016 г.



Источник: СИПР субъектов РФ, VYGON Consulting

Принципы тарифного регулирования, действующие в неценовой зоне Дальнего Востока, не предусматривают механизма возврата инвестиций, подобного заключаемым на остальной территории России договорам о предоставлении мощности. До сегодняшнего дня все основные стройки энергообъектов на территории ДФО финансировались государством – как в рамках целевых программ, так и через выкуп дополнительных эмиссий акций ПАО «РусГидро».

Механизм выравнивания тарифов

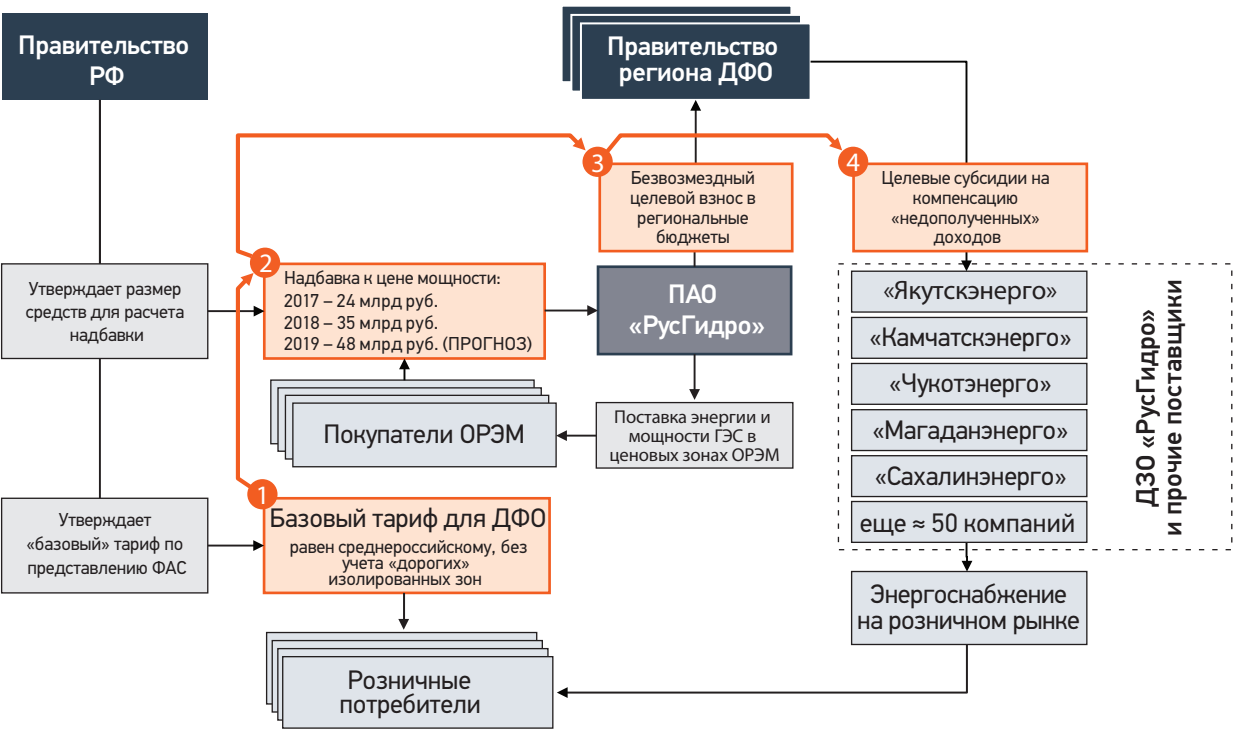
С 1 июля 2017 г. в России действует механизм доведения тарифов на электрическую энергию в ряде регионов Дальневосточного федерального округа до среднероссийского «базового» уровня.

Базовый тариф для дальневосточных регионов определяется равным средневзвешенной цене электрической энергии, сложившейся на розничных рынках в остальных субъектах РФ, без

учета изолированных энергорайонов (электроэнергия там стоит дороже). На 2017 г. среднероссийский («базовый») тариф на электроэнергию утвержден в размере 4 руб./кВт*ч², на 2018 г. – 4,3 руб./кВт*ч³.

Исходя из того, что потребители ДФО заплатят за электроэнергию только по «базовому» тарифу, а не по ее реальной себестоимости⁴, Правительство РФ утверждает объем средств для компенсации недополученных доходов поставщикам энергии на соответствующих территориях.

Рис. 9. Схема доведения цен на э/э в ДФО до среднероссийского уровня



Источник: VYGON Consulting

Дальневосточные энергокомпании⁵, в число которых входят дочерние зависимые общества «РусГидро», получают компенсацию из средств бюджетов субъектов РФ, входящих в ДФО. Механизм

2 Распоряжение Правительства РФ от 27 июля 2017 г. № 1615-р.

3 Распоряжение Правительства РФ от 15 ноября 2017 г. № 2527-р.

4 Экономически обоснованный тариф.

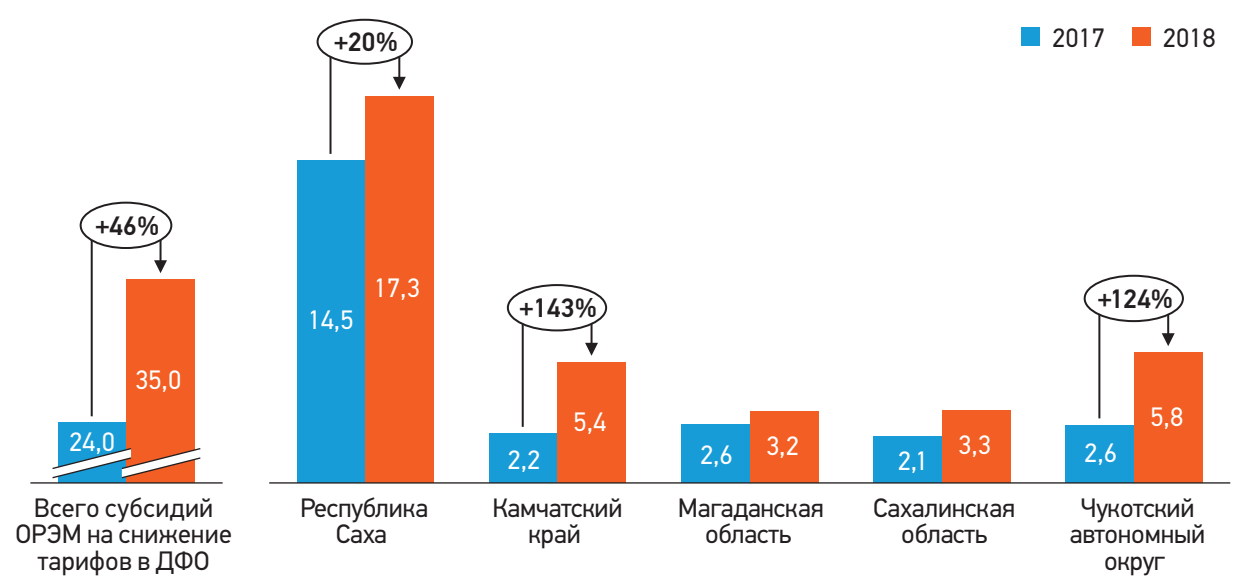
5 Энергоснабжающие организации, осуществляющие энергоснабжение на изолированных территориях.

работает через ОРЭМ, где «РусГидро»⁶ осуществляет сбор необходимого объема средств за счет ежегодно утверждаемой Правительством РФ надбавки к цене на мощность для всех покупателей ОРЭМ (Рисунок 9).

В 2017 и 2018 гг. распределение средств, собранных в рамках данного механизма субсидирования, осуществлялось только в пяти из девяти регионов ДФО, а именно в тех, где средний тариф на электроэнергию для потребителей был выше базового уровня. Это наиболее проблемные территории с точки зрения организации энергоснабжения – территориально изолированные энергосистемы Магадана, Чукотки, Камчатки, Сахалина и Республика Саха.

Совокупный объем средств, собранных на ОРЭМ в пользу ДФО, в 2017 г. составил 24 млрд руб., а по итогам 2018 г. утверждено уже 35 млрд руб. (Рисунок 10).

Рис. 10. Объемы целевых субсидий для энергокомпаний, млрд руб.



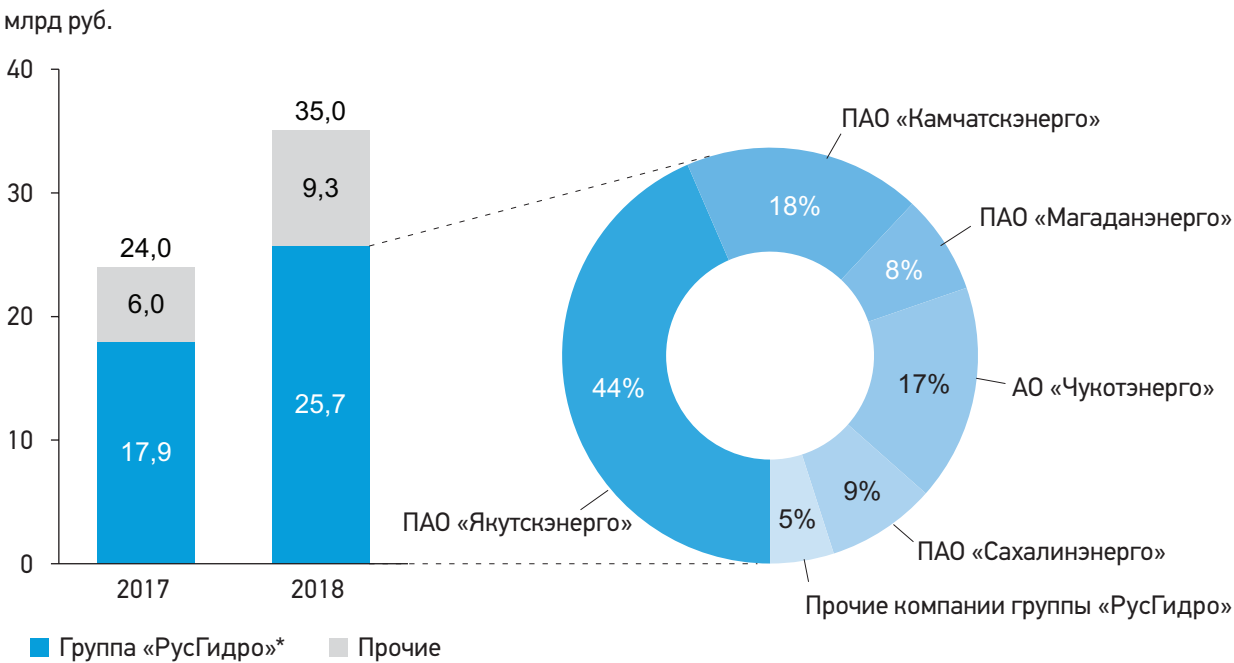
Источник: VYGON Consulting

Большая часть собранных для данной субсидии средств (около 75%) перераспределяется региональными бюджетами в пользу дочерних обществ «РусГидро» (Рисунок 11). Оставшиеся деньги расходуются на компенсацию недополученных доходов иных по-

⁶ Распоряжение Правительства РФ №614-р от 28 июля 2017 г.

ставщиков, действующих на территориях субсидируемых субъектов Дальнего Востока (порядка 50 компаний).

Рис. 11. Доля «РусГидро» в субсидиях ДФО



* Данные с учетом субсидирования ПАО «Магаданэнерго», доля ПАО «РусГидро» в уставном капитале которого составляет 49%

Источник: VYGON Consulting

Согласно текущим правилам субсидии, распределяемые за счет новой надбавки ОРЭМ, напрямую не снижают цены электрической энергии для населения, доля потребления которого в ДФО составляет около 20%.

Объем полезного отпуска электроэнергии для прочих потребителей, цены на которую были снижены, составляет около 8 млрд кВт*ч. Это около 80% всего потребления бизнеса в ТИТЭС ДФО, или 0,8% потребления в РФ.

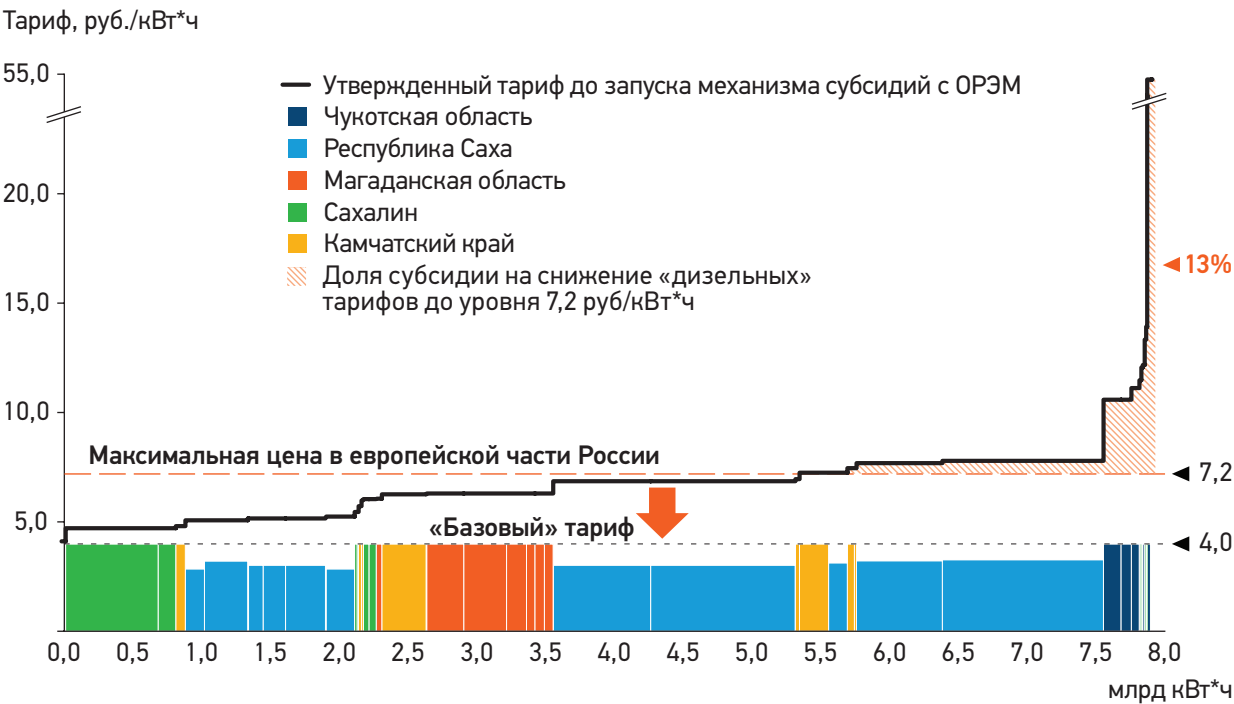
Тарифные эффекты

Максимальное снижение тарифа для конкретного изолированного района в 2017 г. составило 89 руб./кВт*ч, усредненно по компаниям-поставщикам – 48 руб./кВт*ч (Рисунок 12).

Около 55% субсидий расходуется на снижение отпускных тарифов в зонах централизованного энергоснабжения Магаданской области,

Камчатского края и Якутии. Потребители этих регионов до утверждения льготных тарифов в 2017 г. платили за каждый киловатт-час не выше максимального уровня розничных цен в ценовых зонах оптового рынка (Волгоградская область)⁷. В 2017 г. снижение тарифа для таких потребителей составило до 45%.

Рис. 12. Тарифные эффекты использования субсидий ОРЭМ в ДФО в 2017 г.



Источник: VYGON Consulting

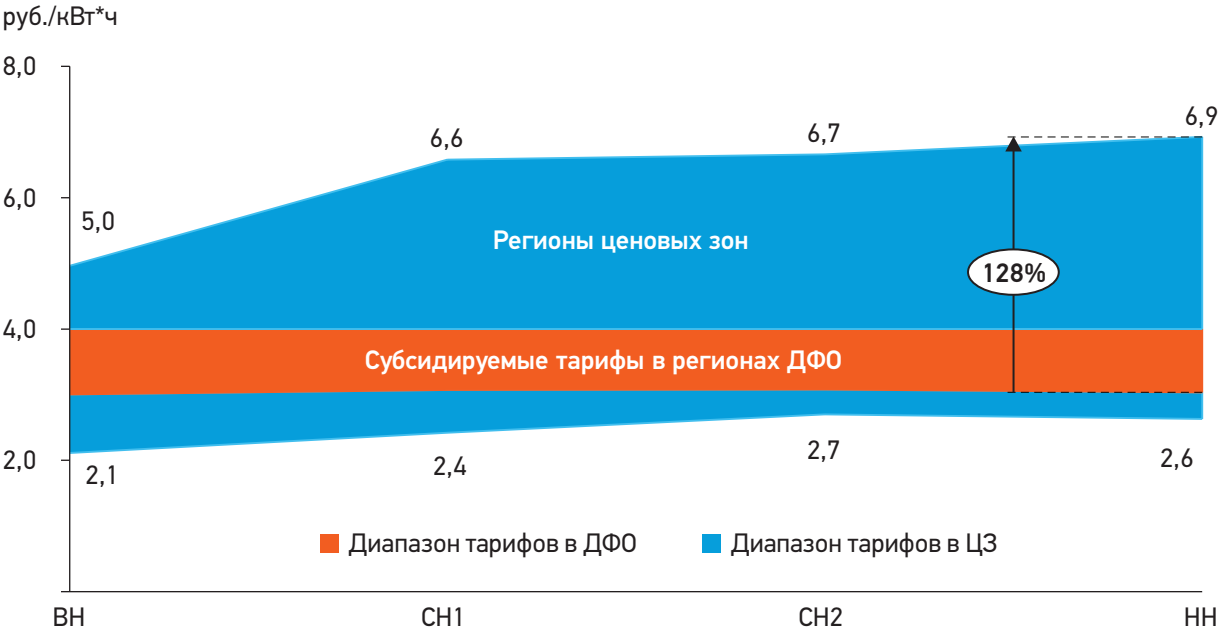
Пятая часть собранной в 2017 г. на ОРЭМ субсидии (около 5 млрд руб.) потребовалась, чтобы снизить тарифы в Якутии от «базового» уровня до 3 руб./кВт*ч, т. е. на 25% ниже среднероссийской отпускной цены. Снижение тарифов в Якутии составило от 1,8 до 4,5 руб./кВт*ч.

Только 3,1 млрд руб. (13%) субсидии было фактически направлено на снижение отпускных тарифов до 7,2 руб./кВт*ч в изолированных районах, где экономически обоснованные тарифы находятся в диапазоне 7,3–100 руб./кВт*ч (по отдельным территориям принятые региональным регулятором экономически обоснованные тарифы превышают 300 руб./кВт*ч⁸).

7 Розничная цена на электроэнергию для потребителей в Волгоградской области (1 ЦЗ ОРЭМ) на уровне напряжения НН в 1-м полугодии 2017 г. сложилась на отметке 6,9 руб./кВт*ч, а по итогам всего года – 7,2 руб./кВт*ч.

8 Протокол заседания Правления Комитета государственного регулирования цен и тарифов Чукотского автономного округа от 24 ноября 2017 г. № 24/1

Рис. 13. Диапазоны тарифов в ДФО и в ценовых зонах ОРЭМ в 1 кв 2017 г.



Источник: Ассоциация «НП Совет рынка», VYGON Consulting

В результате приведения тарифов в регионах Дальнего Востока к средневзвешенному российскому уровню отпускных цен потребители ценовых зон оптового рынка 15 регионов (на высоком напряжении), 54 регионов (на среднем напряжении) и 62 регионов (на низком напряжении) в 2017 г. заплатили за каждый киловатт-час больше, чем бизнес Дальнего Востока (Рисунок 13).

В Республике Саха (Якутии) в 2017 г. отпускная цена электроэнергии на высоком уровне напряжения (ВН) сложилась ниже, чем в 57 субъектах РФ ценовых зон, и только в двух регионах России потребители на низком уровне напряжения (НН) платили меньше, чем в Якутии.

Диапазон разницы тарифов для потребителей одной тарифной группы составил от 1 руб./кВт*ч (24%) до 3,1 руб./кВт*ч (128%).

Уже в ближайшей перспективе механизм субсидий может распространиться на иные субъекты ДФО: Амурскую область и Приморский край, где средневзвешенный тариф в текущем 2018 г. составляет 5 и 4,7 руб./кВт*ч соответственно.

Объем отпуска электроэнергии в Амурской области и Приморском крае, которые могут попасть под субсидию в целях снижения тарифов в 2019 г., превысит 12 млрд кВт*ч, а дополнительный сбор с ОРЭМ может составить 5 млрд руб.

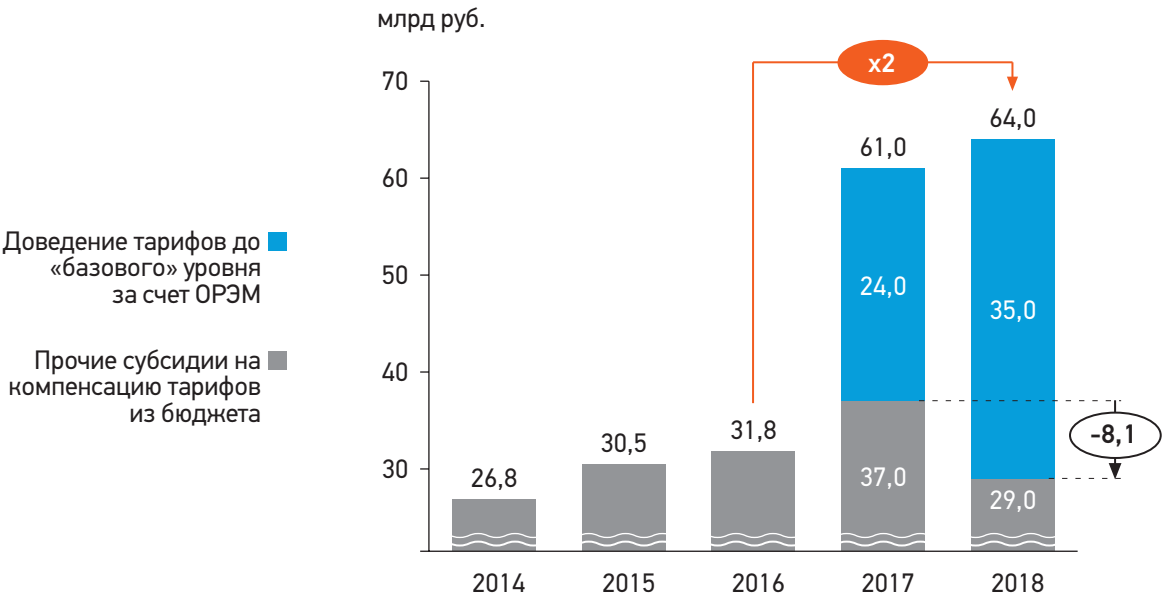
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ
СУБСИДИИ

Нельзя сказать, что вливание в энергетику Дальневосточного региона средств ценовых зон оптового рынка целиком отразилось на конечных тарифах прочих потребителей, хотя именно это было основной целью внедрения механизма субсидирования. Часть субсидии направляется на удовлетворение запросов региональных энергоснабжающих организаций в растущей необходимой валовой выручке, а ряд субъектов РФ приняли решение о сдерживании тарифов для населения с учетом нового источника региональных бюджетов.

Надбавка на ОРЭМ для снижения тарифов в ДФО проходит два ключевых этапа до момента своего целевого использования: сначала аккумулируется в качестве бюджетных ассигнований, а затем учитывается при регулировании тарифной выручки энергокомпаний как субсидии.

Что касается бюджетного процесса, то безвозмездные целевые взносы ПАО «РусГидро» в пользу ДФО в размере 59 млрд руб. за 2017–2018 гг. сопровождались снижением нагрузки на бюджеты субъектов соответствующих регионов (Рисунок 14).

Рис. 14. Динамика совокупного объема субсидий энергокомпаний в ТИТЭС ДФО



Источник: VYGON Consulting

До 2017 г. суммарный объем бюджетных субсидий субъектов ДФО в адрес энергокомпаний для компенсации выпадающих доходов в сфере энергетики и ЖКХ достигал 31,8 млрд руб. в год. Надбавка

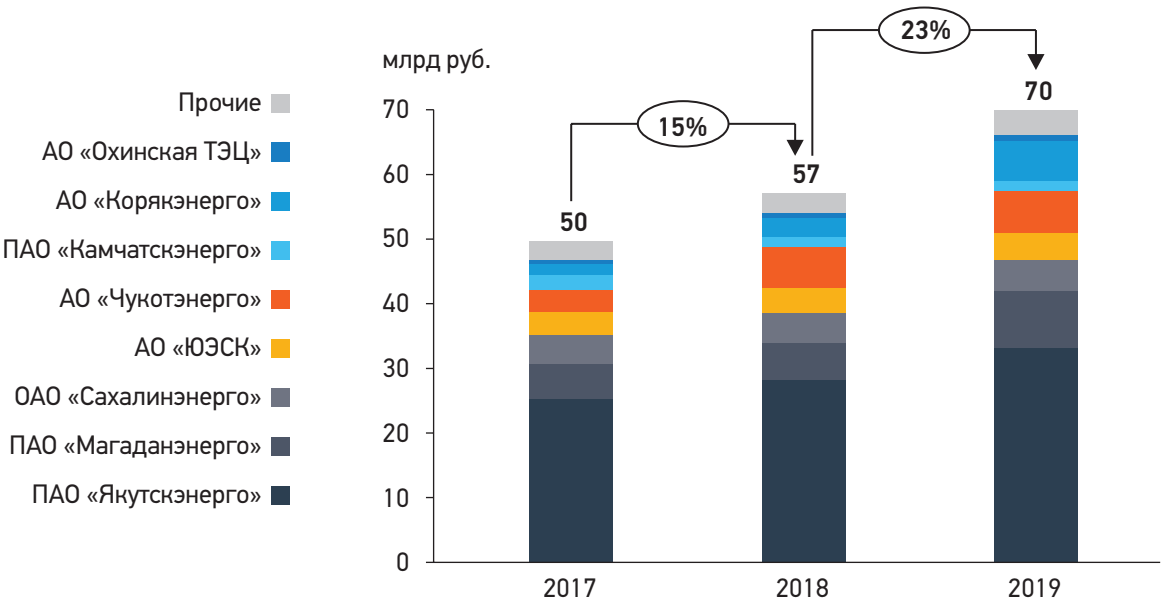
к цене на мощность для покупателей в ценовых зонах ОРЭМ позволила увеличить общий объем тарифных субсидий в рассматриваемых регионах почти в два раза – до 64 млрд руб.

В 2018 г. объем ассигнований краевых и областных бюджетов для целей повышения доступности энергоресурсов (фактически – субсидии энергокомпаниям) снизился по сравнению с 2016 г. на 3 млрд руб., а по сравнению с 2017 г. – на 8 млрд руб. Таким образом, появившийся новый источник денежных средств с ОРЭМ используется и для снижения нагрузки на региональные бюджеты.

ТАРИФНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Внедрение механизма межрегионального перекрестного субсидирования улучшило положение гарантирующих поставщиков, осуществляющих энергоснабжение в территориально изолированных энергосистемах Дальнего Востока. При незначительном изменении отпуска электроэнергии необходимая валовая выручка компаний, получающих целевую субсидию с ОРЭМ, в 2018 г. выросла на 7 млрд руб. (+15%). Те же компании заявляют о необходимости роста тарифной выручки в 2019 г. на 13 млрд руб. (+23%) по сравнению с утвержденными на текущий период параметрами (Рисунок 15).

Рис. 15. Предложения субсидируемых компаний ДФО об увеличении тарифной выручки



Источник: VYGON Consulting

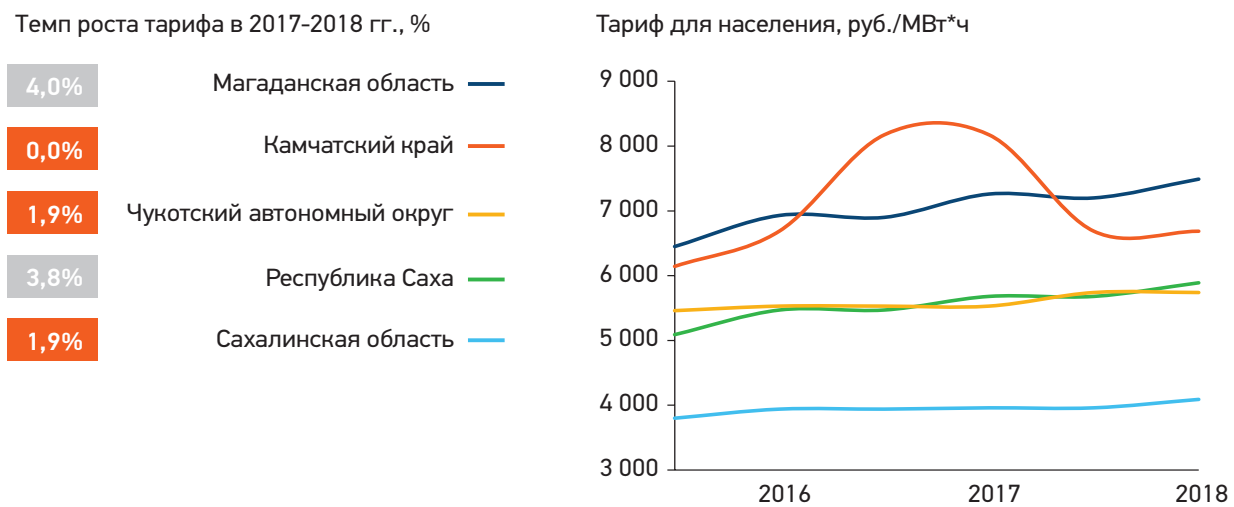
Доплата потребителей ценовых зон ОРЭМ не ограничена исходным размером компенсации снижения тарифов в 2017 г., а ежегодно пересчитывается с учетом предельных уровней тарифов, установленных в ДФО. Таким образом, межтерриториальный механизм субсидирования позволяет наращивать регулируемые затраты энергокомпаний темпами, значительно превышающими инфляцию. Локально тарифы будут установлены в рамках «базового» уровня, а затраты компаний будут компенсироваться ростом субсидий.

Если ограничить субсидии уровнем компенсации тарифных убытков за 2017 год, размер платы потребителей ценовых зон в адрес ДФО составит в 2019 г. 26 – 30 млрд руб. вместо планируемых 48 млрд. руб., необходимых для полного удовлетворения растущих запросов энергокомпаний.

Интересно, что, получив новый вид безвозмездной финансовой поддержки от покупателей ценовых зон ОРЭМ, региональные власти отдельных дальневосточных субъектов Российской Федерации приняли решение о замедлении роста тарифов для населения в 2018 г.

Решения, принятые в Камчатском крае и Чукотском АО, обходятся бюджетам в дополнительные 0,8 млрд руб. в год (Рисунок 16). На эту величину могла быть снижена субсидия ценовых зон при росте тарифов для населения соответственно темпам инфляции.

Рис. 16. Динамика тарифов для населения в регионах - получателях субсидии ОРЭМ



Источник: VYGON Consulting

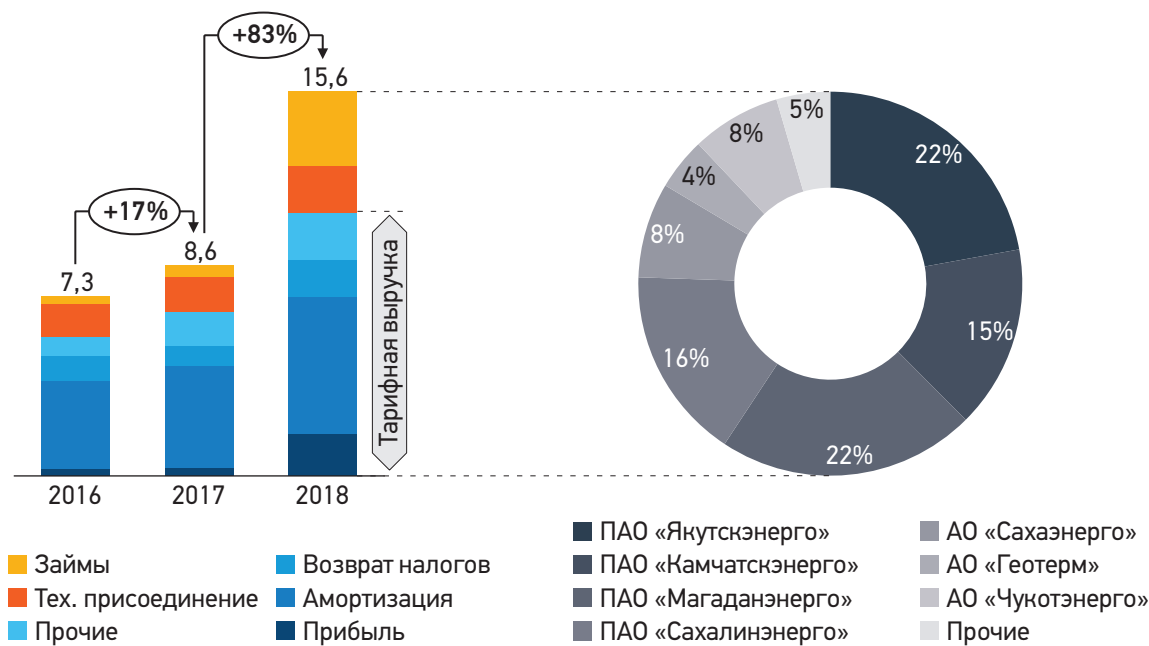
ИНВЕСТИЦИИ ДФО ЗА
СЧЕТ ОПТОВОГО РЫНКА

Темпы присоединения регионов Дальнего Востока к программе субсидирования в действующей ее конфигурации будут зависеть от активности энергокомпаний и региональных властей по увеличению тарифных расходов для содержания и развития энергетики и ЖКХ.

Увеличение программы субсидий во многом зависит от Минэнерго, утверждающего инвестиционные программы дочерних компаний государственной «РусГидро»⁹.

Согласно актуальным редакциям инвестпрограмм дальневосточных компаний группы «РусГидро», плановый объем инвестиционных расходов в 2018 г. по сравнению с 2017 г. вырос на 7 млрд руб., или в 1,8 раза (Рисунок 17).

Рис. 17. Инвестиционные программы компаний группы «РусГидро» в ДФО, млрд руб.



Источник: VYGON Consulting

Компании планируют профинансировать 80% инвестиций из тарифной выручки соответствующих лет, в том числе за счет амортизации, чистой прибыли и возврата НДС. Совокупный прирост регулируемой выручки для реализации инвестиционных программ в 2018 г. по сравнению с 2017 г. составил только в рамках

⁹ Постановление Правительства РФ от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».

группы «РусГидро» около 3,8 млрд руб. (без учета НДС на капитальные вложения).

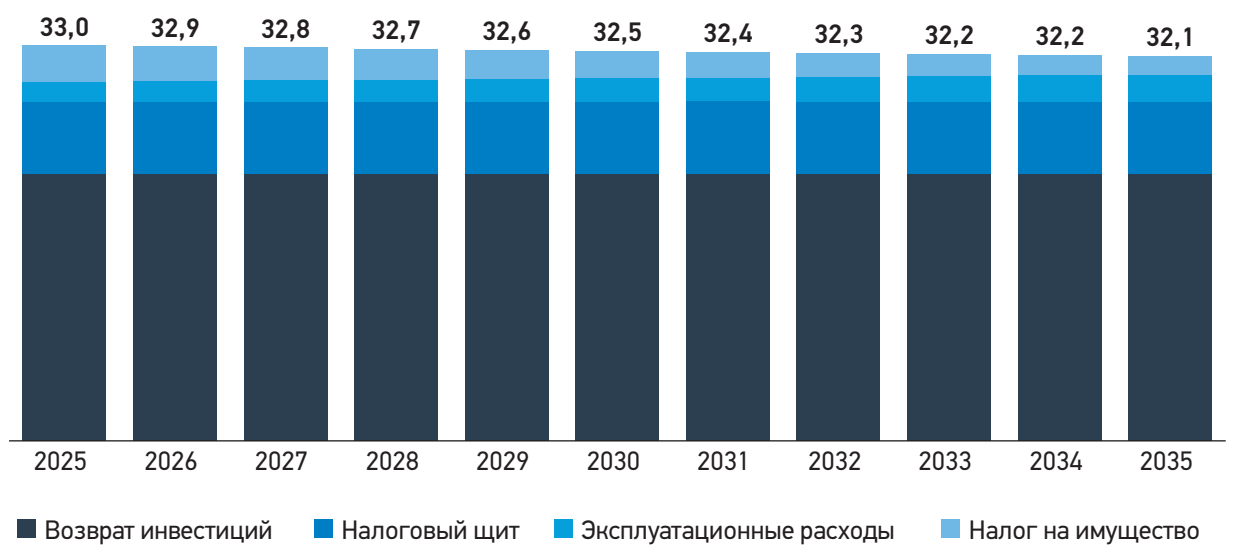
Модернизация ТЭС ДФО за счет надбавки

В 2017 г. правительство анонсировало программу модернизации энерго мощностей, в которую должны войти и тепловые электростанции Дальнего Востока. «РусГидро» заявляет для включения в программу модернизации прежде всего капиталоемкие проекты Артемовской ТЭЦ (455 МВт, уголь) и Хабаровской ТЭЦ-1 (344 МВт, газ).

Удельные капитальные вложения по этим проектам могут составить от 100 до 150 тыс. руб./кВт для угольной и газовой электростанций соответственно. Кроме того, может быть расширена Якутская ГРЭС и модернизированы Владивостокская ТЭЦ-2 и Комсомольская ТЭЦ-2. Совокупные объемы необходимого финансирования для модернизации тепловой генерации «РусГидро» оцениваются в 153 млрд руб.

После утверждения правил модернизации ТЭС правительством РФ дальневосточные энергокомпании получают гарантии возврата и доходности для новых инвестиций. Недостаток локальной тарифной выручки будет компенсирован покупателями энергии в ценовых зонах оптового рынка через специальную надбавку к цене на мощность гидрогенерации «РусГидро».

Рис. 18. Расчетная тарифная нагрузка по возврату инвестиций в проекты модернизации ТЭС в ДФО, млрд руб



Источник: VYGON Consulting

Так, при реализации проектов Артемовской ТЭЦ, Хабаровской ТЭЦ-1, Якутской ГРЭС к 2025 г. и общем объеме финансирования инвестиций около 153 млрд руб. дополнительная нагрузка на ценовые зоны ОРЭМ может составить около 32–33 млрд руб. в год. (Рисунок 18).

По сути, действующий механизм сбора средств на ОРЭМ для субсидирования тарифов на Дальнем Востоке превратится в инструмент финансирования масштабных энергетических строек.

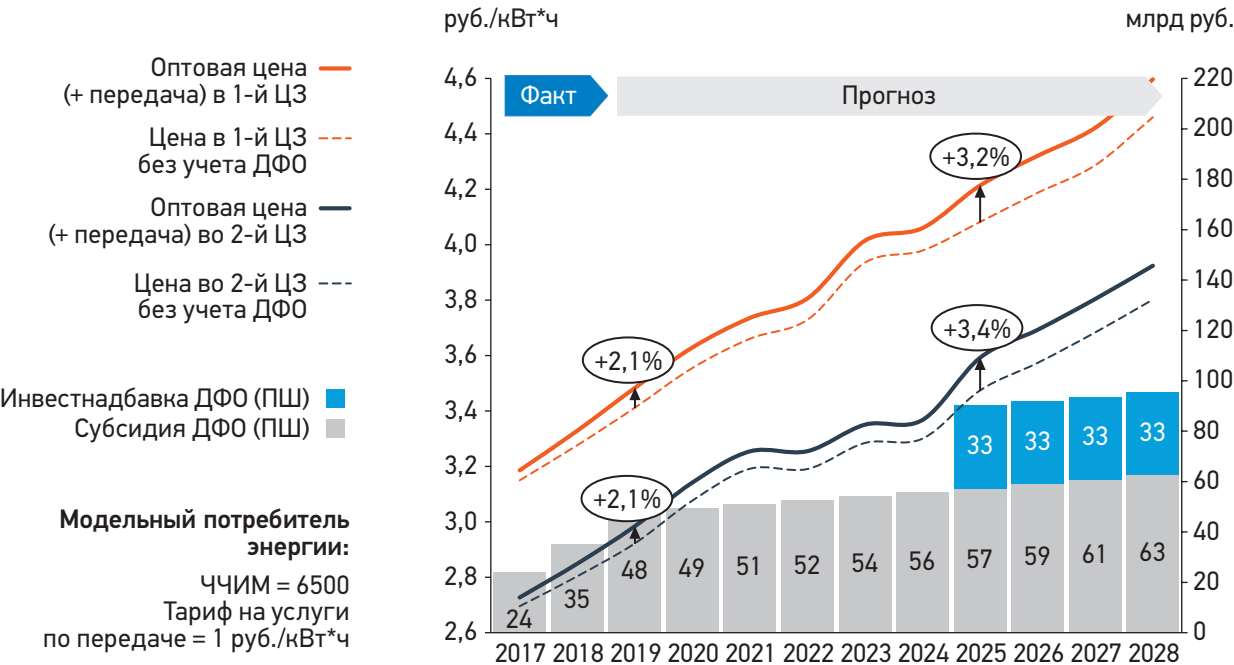
**ВЛИЯНИЕ СУБСИДИЙ
ДФО НА РОССИЙСКУЮ
ЭКОНОМИКУ**

**ЭФФЕКТЫ ОТ СУБСИДИИ
ДФО ДЛЯ ЦЕНОВЫХ ЗОН**

Субсидирование тарифов на Дальнем Востоке оплачивается всеми потребителями ценовых зон оптового рынка. Таким образом, специальная надбавка к цене за мощность увеличивает отпускные цены на электрическую энергию в ЦЗ.

Доля платежа для ДФО в общей стоимости мощности для потребителей, кроме населения, составляет 3,5% и 3,3% для 1-й и 2-й ценовой зоны соответственно. При различных режимах потребления мощности¹⁰ надбавка ДФО варьируется от 4 до 8 коп./кВт*ч в 2018 г. В конечной цене электрической энергии доля платежа составляет около 1,6%, а к 2019 г. достигнет 2,1% (Рисунок 19).

Рис. 19. Влияние субсидирования тарифов ДФО на цены для потребителей в 1 и 2 ЦЗ



Источник: VYGON Consulting

В случае продления действующей программы доведения тарифов в дальневосточных регионах до среднероссийского уровня, а также включения в объем спецнадбавки ДФО средств для возврата инвестиций «РусГидро» с доходностью 14%, доля платежа в конечной цене для потребителей 1-й и 2-й ценовых зон составит 3,2% и 3,4% соответственно.

¹⁰ Для целей расчета использована предпосылка числа часов использования мощности потребителя 6500 часов в год.

Расходы потребителей ценовых зон России на электрическую энергию увеличатся на 3-4%, что приведет к снижению чистой прибыли предприятий во всех отраслях и, соответственно, сократит возможности для ее реинвестирования. Исходя из анализа матрицы использования продукции и услуг отраслями отечественной промышленности¹¹, расходы на электроэнергию составляют 3,5% в совокупном промежуточном потреблении.

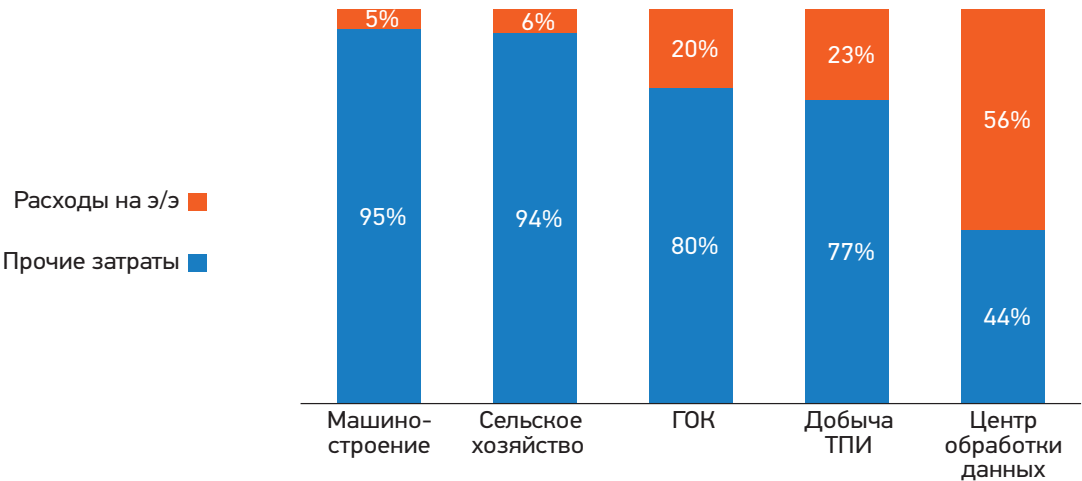
Дополнительный рост цен на электроэнергию почти во всей России отразится на темпах инфляции за счет участия электрической энергии в цепочке создания стоимости абсолютно всех товаров и услуг и замедлит общий экономический рост.

**ВЛИЯНИЕ СУБСИДИЙ НА
ИНВЕСТИКЛИМАТ В ДФО**

Решение субсидировать тарифы на Дальнем Востоке позволяет снизить нагрузку на региональные бюджеты и решить накопившиеся проблемы износа оборудования, вызванные сдерживанием роста отпускных тарифов.

При этом достижение цели повышения инвестиционной привлекательности регионов ДФО для российского и зарубежного бизнеса остается под вопросом. Анализ влияния цен электроэнергии на доходность капитальных вложений в различных отраслях подтверждает, что тариф служит значимым фактором для энергоемких предприятий.

Рис. 20. Доля электроэнергии в эксплуатационных затратах, %



Источник: VYGON Consulting

11 «Таблица использования отечественной продукции в основных ценах за 2015 год», Росстат.

Если доля затрат на электроэнергию для горнодобывающей промышленности (например, добыча угля и руды) при тарифе 5 руб./кВт*ч может достигать 15–25%, то для сельского хозяйства или машиностроения она находится на уровне 5–6% (Рисунок 20).

Наибольшей электроемкостью среди рассматриваемых типовых проектов отличаются центры обработки данных (ЦОД) с их вычислительными мощностями – доля затрат на электроэнергию может превышать 50%.

Среди рассмотренных типовых инвестиционных проектов только для ЦОД снижение тарифа на 40% оказывает больший эффект на рост доходности, чем его реализация в условиях льготного налогообложения на территории опережающего развития (Таблица 2).

Таблица 2.
Влияние льгот и отраслевых рисков на IRR типовых проектов

Типовой инвестиционный проект	Доля э/э в OPEX 5 руб/кВт*ч	Чувствительность IRR инвестиционного проекта (п.п.)				Влияние отраслевого риска
		IRR*	Цена э/э -40%	ТОР		
Машиностроение	5%	20%	+1,1	+4,6	-4,3	Рост стоимости сырья на 10%
Сельское хозяйство	6%	15%	+0,5	+3,4	-2,0	Падение отпускных цен на 10%
ГОК	20%	13%	+2,6	+4,2	-8,1	Падение отпускных цен на 15%
Добыча угля	21%	11%	+2,0	+3,4	-4,4	Падение отпускных цен на 15%
Дата-центр	56%	12%	+6,2	+2,6	-7,8	Падение цен на услуги на 10%

* В реальном выражении

Источник: VYGON Consulting

Для всех проанализированных проектов реализация отраслевых рисков приведет к изменению доходности, кратно превышающему эффект от изменения тарифа на электроэнергию. В то же время реализация проекта в ТОСЭР позволяет стабильно увеличивать доходность инвестиций всех секторов.

На данный момент в ДФО сформировано 18 ТОСЭР, предлагающих примерно одинаковые налоговые условия¹²:

- обнуление федеральных налогов в первые пять лет;
- снижение региональной ставки по налогу на прибыль (5% – в первые пять лет, 10% – в следующие десять лет);
- обнуление налога на имущество в течение первых пяти лет проекта.

В части ТОСЭР, сформированных с привлечением бюджетного финансирования, возводится энергетическая инфраструктура, включая локальную дизельную генерацию.

В отличие от предсказуемых налоговых условий, тарифная субсидия носит временный характер и несет в себе риски прекращения. Таким образом, механизм субсидирования тарифов на энергию имеет принципиальный недостаток для энергоемкого бизнеса, принимающего решение о месте реализации проекта. Отсутствие долгосрочного механизма повышения эффективности локальной энергетики и обеспечения стабильности экономически обоснованного тарифа на энергоснабжение создает серьезную неопределенность как для инвестора, так и для финансовых институтов, предоставляющих заемные средства.

Текущая конфигурация межтерриториальной субсидии не обеспечивает адресности, сегодня весь объем средств равномерно распределяется между потребителями без дифференциации по отраслям и энергоемкости предприятий. Достичь цели повышения инвестиционной привлекательности Дальнего Востока можно было бы эффективнее, установив льготные условия присоединения к энергоинфраструктуре и снизив тарифы для проектов строительства новых или расширения существующих энергоемких производств. Новые инвестиции обеспечат максимальный экономический рост макрорегиона и поспособствуют его опережающему развитию.

В государственной программе РФ «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона», принятой в 2014 г., отмечается, что в целях поддержания роста экономики макрорегиона необходимо сбалансированное развитие электроэнергетики, и что его опережающий характер должен сочетаться с повышением энергоэффективности производства и передачи электроэнергии в целях снижения тарифной нагрузки на потре-

12

НК РФ, статья 284.4.

бителей и создания благоприятных условий для инвестиций.

Среди приоритетных задач, которые должны быть решены для достижения указанной цели:

- развитие генерации и электрических сетей в соответствии с динамикой потребности региона в электроэнергии;
- усиление межсистемных связей, повышающих надежность энергоснабжения;
- минимизация потерь в электрических сетях;
- снижение удельных расходов топлива на производство электроэнергии;
- оптимизация топливного баланса электроэнергетики;
- расширение использования альтернативных и возобновляемых источников электроэнергии;
- расширение внедрения экологически безопасных технологий при строительстве новых и реконструкции действующих объектов электроэнергетики.

Текущий механизм выравнивания уровня тарифов в ДФО не решает приоритетные задачи госпрограммы. Пока субсидии направлены только на компенсацию выпадающих доходов энергоснабжающих организаций. При продлении действия программы/ субсидии до 2028 г. и расширении текущего механизма на финансирование инвестиционных программ региональных компаний решение указанных выше задач должно стать безусловным условием целевого характера субсидии.

Если отказ от перекрестного субсидирования тарифов в ДФО труднореализуем, то снижение его объема за счет повышения эффективности в энергетическом хозяйстве – решаемая и крайне важная задача. Как показывает практика, безусловная компенсация выпадающих доходов компаний за счет подобных субсидий не способствует решению проблемы в долгосрочном периоде. Более того, субсидирование может создать некорректные инвестиционные сигналы и спровоцировать избыточное строительство новых дизельных электростанций. Таким образом, действующий механизм несет в себе риски локального развития бизнес-моделей, которые потребуют в дальнейшем постоянной поддержки субсидиями, и усугубит существующую проблему.

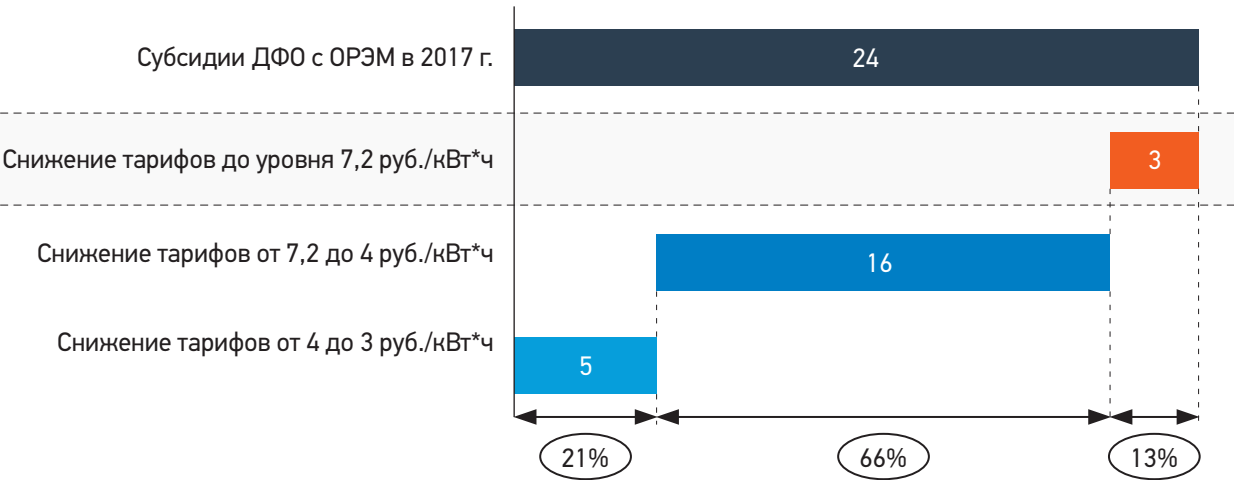
ПОВЫШЕНИЕ
ЭФФЕКТИВНОСТИ
СУБСИДИЙ

АДРЕСНОСТЬ СУБСИДИИ

Наибольший индивидуальный эффект от внедрения механизма субсидирования тарифов получают потребители, расположенные на удаленных изолированных от централизованных систем электроснабжения территориях. При отсутствии таких субсидий они оплачивали бы энергию по экономически обоснованным тарифам, покрывающим затраты дорогой дизельной генерации.

Средний уровень такого тарифа 20 руб./кВт*ч, из них не менее 15 руб./кВт*ч – топливная составляющая. Дизельное топливо с учетом доставки в удаленные районы стоит до 70 тыс. руб. за тонну, в европейской части России цена примерно в два раза ниже. Но доля субсидии, направляемой на снижение высоких экономически обоснованных тарифов в зонах дизельного электроснабжения до 7,2 руб./кВт*ч, составляет около 13% (Рисунок 21).

Рис. 21. Снижение тарифов на э/э в ДФО за счет субсидии, млрд руб.



Источник: VYGON Consulting

Основная часть субсидии в 2017 г. (66%) была потрачена на доведение тарифов, установленных в диапазоне 4–7,2 руб./кВт*ч, до «базового» уровня. Снижение затрат на электроэнергию для конкретных потребителей в таком случае составило бы от 17% до 44%.

Инвестиционный анализ типовых проектов говорит о том, что для большинства предприятий снижение тарифа в таком диапазоне не оказывает существенного влияния на принятие инвестиционных решений.

Около 21% (5 млрд руб.) от общего объема субсидии, взимаемой с потребителей ОРЭМ, в 2017 г. израсходовано на дополнительное снижение тарифов в Республике Саха от «базового» уровня 4 руб./кВт*ч до рекордно низких 3 руб./кВт*ч.

В таких условиях потребители Дальнего Востока фактически стали платить за энергию меньше, чем бизнес в большинстве остальных регионов России.

Если установить «базовый» уровень льготного тарифа для ДФО на уровне максимальных отпускных цен в ценовых зонах оптового рынка РФ (7,2 руб./кВт*ч), объем субсидии сократится в пять раз. Такое решение позволит снизить надбавку к цене на мощность в ценовых зонах и высвободить в общем объеме собираемых с ОРЭМ субсидий не менее 30 млрд руб. в год.

Конечная цена на электроэнергию снизится при этом на 1,5%. Часть высвобожденных средств можно будет направить на инвестиции в развитие инфраструктуры.

ИНВЕСТИЦИИ В РАЗВИТИЕ

Сегодня группа «РусГидро» планирует обновление и строительство более 1,4 ГВт дальневосточных мощностей, за что, с учетом предполагаемого механизма возврата инвестиций, потребители заплатят более 300 млрд руб. до 2035 г.

Важно отметить, что планируемая программа модернизации направлена прежде всего на южные регионы Дальнего Востока, генерация и электросети которых включены в объединенную энергосистему России (Рисунок 22).

При этом инфраструктура в Приморском крае и Амурской области более развита по сравнению с изолированными территориями, а цены на энергию близки к среднероссийским уровням.

В то же время территориально изолированные зоны, высокие тарифы в которых сейчас субсидируются за счет ОРЭМ, не получают адекватного импульса для развития.

Рис. 22. Регионы ДФО: субсидируемые зоны и инвестиции «РусГидро»



Таким образом, дополнительные средства, распределяемые из ценовых зон ОРЭМ в пользу Дальнего Востока, не будут направлены на устранение причин появления механизма межтерриториальной субсидии. В изолированных зонах новым предприятиям будет по-прежнему сложно получить доступ к инфраструктуре, а себестоимость выработки энергии в автономном режиме на дизельных электростанциях не обеспечит доступности энергетических ресурсов.

Все ключевые проекты развития сетей в субсидируемых зонах Дальнего Востока инициированы бизнесом и строятся полностью или частично на средства потребителей (Рисунок 23). Такие проекты развития, как электроснабжение рудных месторождений в Чукотском АО и Магаданской области, включая масштабный энергомоет «Магадан – Чукотка», ждут частных инвестиций.

Крупный бизнес вынужден платить до 50 тыс. руб. за каждый киловатт присоединяемой к энергосистеме мощности, что близко к капитальным вложениям в собственную генерацию.

Рис. 23. Основные проекты строительства ЛЭП 220 кВ в 2016 – 2020 гг.



Источник: VYGON Consulting

Построенная в рамках технологического присоединения энергоинфраструктура упрощает запуск новых проектов и привлекает соответствующие инвестиции в экономику региона. В отдельных случаях благодаря реализации таких проектов растет выработка более эффективной гидрогенерации, осуществляется электрификация населенных пунктов с ростом отпуска энергии. В результате средний экономически обоснованный тариф в системе снижается. По этой причине необходимо стимулировать привлечение частных инвестиций в строительство инфраструктуры через прозрачные и привлекательные для бизнеса инструменты софинансирования проектов технологического присоединения.

Если средства, получаемые благодаря субсидии, направлять не на моментальное снижение тарифов, а на развитие энергетической инфраструктуры ДФО и повышение операционной эффективности, то в долгосрочной перспективе можно обеспечить стоимость электроэнергии на приемлемом для бизнеса уровне.

Поскольку к наиболее проблемным с точки зрения стоимости энергоснабжения относятся именно изолированные энергорайоны ДФО, основной объем инвестиций целесообразно направить на развитие сетевой инфраструктуры.

Строительство тепловых электростанций на местных энергетических углях позволит удовлетворить растущий спрос горнодобывающих производств и заместить часть дорогой дизельной выработки.

Энергоснабжение наиболее удаленных районов, где энергия потребляется прежде всего населением и объектами социальной инфраструктуры, экономически целесообразно обеспечить локальной генерацией. Систематически должны рассматриваться альтернативы, предусматривающие повышение эффективности генерации и замещение дорогой дизельной выработки за счет гибридных ветро-дизельных и солнце-дизельных комплексов.

В целом, учитывая технологическое многообразие проектов важных для повышения экономической эффективности энергоснабжения регионов ДФО, необходимо выбирать эти проекты исходя из основного критерия – снижения стоимости энергоснабжения в средне- и долгосрочной перспективе.

ПРИВЛЕЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМЫХ ИНВЕСТОРОВ

При текущей модели рынка альтернативных «РусГидро» инвесторов в энергетике ДФО не предусмотрено, в сегменте производства, распределения, сбыта электроэнергии и тепла доминирует государственная компания.

При отсутствии конкуренции за право получения доходности на инвестиции у государственной монополии крайне мало стимулов оптимизировать капитальные вложения и повышать операционную эффективность, поэтому либерализация в запланированном инвестиционном цикле крайне важна. Допуск прочих, в том числе частных, инвесторов к отбору инвестиционных проектов значительно ограничит уровень капитальных затрат и тем самым будет сдерживать рост объема получаемой от ОРЭМ субсидии.

Удельные капитальные вложения «РусГидро» в проекты нового строительства электростанций последних лет (Якутская ГРЭС-2, Сахалинская ГРЭС-2, Совгаванская ТЭЦ) составили от 130 до 245 тыс. руб./кВт. Каждый киловатт установленной мощности по этим проектам стоил в 1,5–2 раза дороже, чем в среднем по России (Рисунок 24).

Рис. 24. Удельные капитальные затраты и себестоимость энергии новых электростанций в России



Источник: VYGON Consulting

Высокие капитальные вложения могут быть обоснованы региональными особенностями Дальнего Востока: удаленным местоположением, сложными климатическими и сейсмическими условиями. Сметная стоимость капитальных вложений может быть увеличена посредством территориальных коэффициентов удорожания, но основное генерирующее оборудование (около 50% совокупных капитальных вложений) не отличается от применяемого на остальной территории РФ.

Как результат, расчетная себестоимость одного киловатт-часа, выработанного на новых объектах генерации в ДФО, без учета доходности на инвестиции составит 3,6–5,3 руб./кВт*ч. Аналогичный показатель для электростанций, возведенных в рамках завершающейся в 2019 г. программы ДПМ ТЭС, в 1,8–2,5 раза ниже.

Совокупные сроки строительства указанных объектов сегодня уже находятся в интервале от 6 до 8 лет, но две из трех электростанций пока не введены в эксплуатацию.

Эффективным решением в условиях тарифных ограничений ДФО может стать открытый конкурс на модернизацию энергетики в форме государственно-частного партнерства. Участники отбора должны получить равные условия с монопольной «РусГидро» в доступе к площадкам и инфраструктуре для новых проектов.

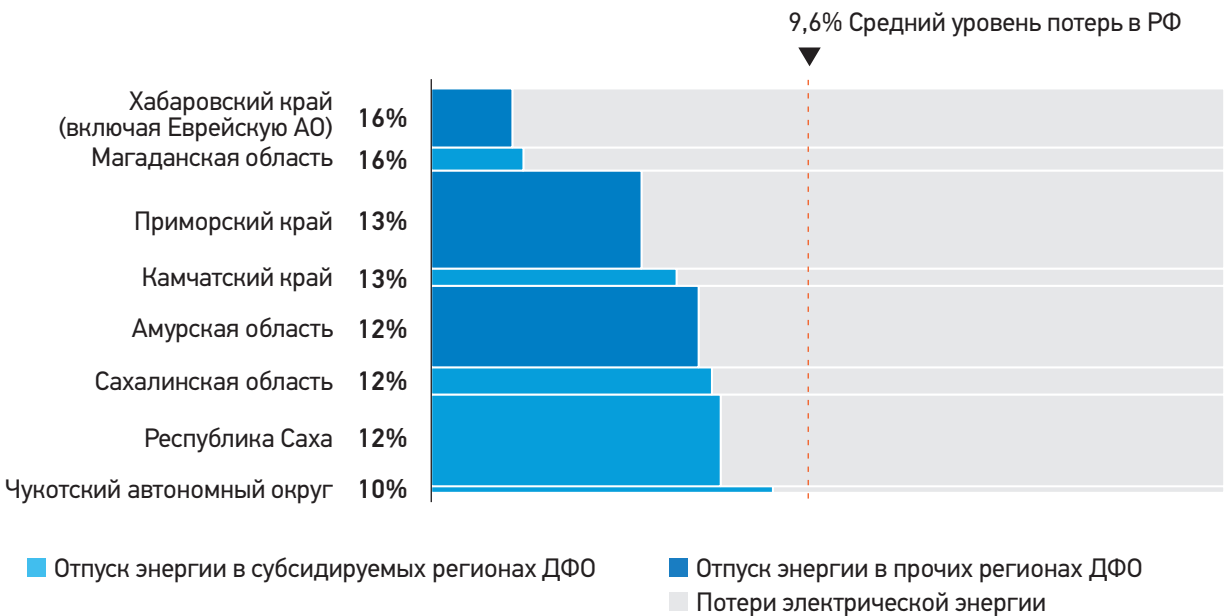
Аналогичный подход уже реализуется, например, в отрасли теплоснабжения. Там в рамках концессии инвестор создает или реконструирует актив и передает его государству через 20–25 лет после возврата вложений за счет тарифа. Так, котельная в г. Тынды Амурской области, долгое время приносившая убытки ОАО «РЖД», была передана муниципалитету. В ходе конкурсной процедуры был определен инвестор, привлечший для модернизации объекта в общей сложности 0,5 млрд руб.¹³

Привлечение частных инвесторов и формирование прозрачных условий для конкуренции за право реализации инфраструктурных проектов позволяет рассчитывать на оптимизацию капитальных вложений в размере 30%. Это подтверждается опытом проведения конкурсных отборов инвестиционных проектов в других секторах, в том числе в сегменте ДПМ ВИЭ.

**ВНУТРЕННИЕ РЕЗЕРВЫ
ДАЛЬНОГО ВОСТОКА**

Одной из объективных причин высоких тарифов на энергию на Дальнем Востоке является значительный уровень потерь электрической энергии. В дальневосточных регионах он сегодня составляет 10–16% при среднероссийском показателе 9,6% (Рисунок 25).

Рис. 25. Потери электрической энергии в субъектах ДФО



Источник: Росстат, СИПР субъектов, VYGON Consulting

13 В том числе привлечены средства Фонда содействия реформированию ЖКХ.

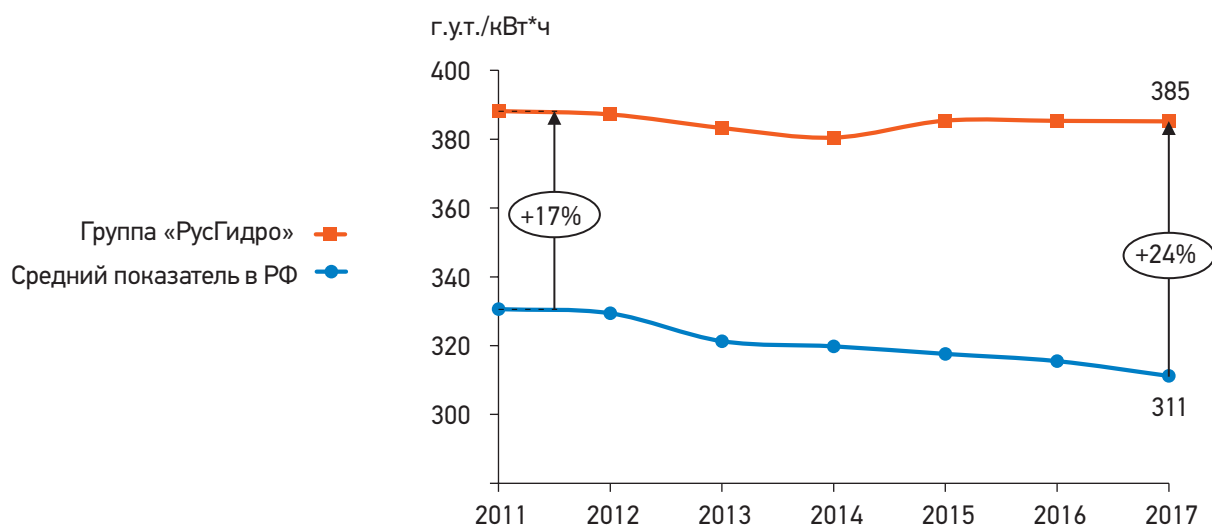
Снижение потерь до среднероссийского уровня позволит сэкономить около 1,4 млрд кВт*ч энергии, или 3 млрд руб. ежегодно.

Планомерная борьба с потерями в электросетях представляет собой комплекс продолжительных мероприятий, требующих в том числе и значимых инвестиций. Но потенциал повышения внутренней эффективности подтверждается оценками ПАО «ФСК ЕЭС» возможного снижения операционных затрат в электросетях неценовой зоны Дальнего Востока на 15–20% за счет синергии с объектами единой национальной электрической сети (ЕНЭС).

По итогам 2017 г. группа «РусГидро» заплатила за топливо на Дальнем Востоке на 15% больше, чем в предшествующем году (+7,4 млрд руб.). Именно снижение топливных затрат должно быть важным источником экономии энергокомпаний в ДФО.

Удельные показатели расхода топлива электростанций централизованной зоны энергоснабжения «РусГидро» сегодня на 24% выше среднероссийских – 385 против 311 г.у.т./кВт*ч (Рисунок 26).

Рис. 26. Расход условного топлива на отпуск э/э по группе «РусГидро» в ДФО



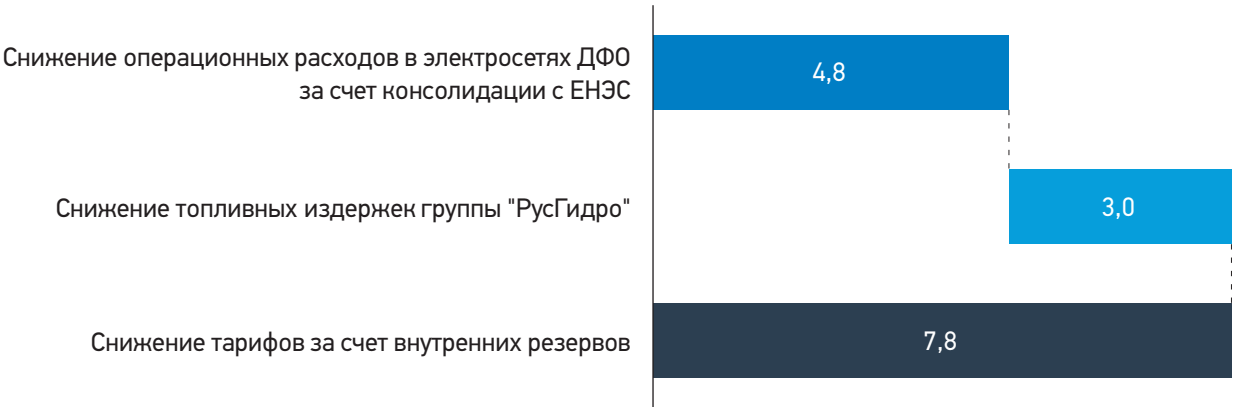
Источник: Данные «РусГидро», Минэнерго, VYGON Consulting

Совокупный потенциал экономии топливных затрат при доведении удельного расхода топлива до среднероссийского уровня составляет около 8 млрд руб. в годовом исчислении. Возможность оптимизации подтверждается разработанной в 2016 г. программой управления издержками в «РусГидро», в рамках

которой заявлено сокращение топливных затрат на 4,1 млрд руб. в течение трех лет, при этом 1,1 млрд руб. снижения уже достигнуто по итогам 2017 г.¹⁴

При реализации потенциала сокращения операционных расходов электросетевого комплекса ДФО и уменьшении топливных издержек в рамках программы оптимизации издержек, внутренних источников (8 млрд руб.) достаточно для снижения тарифов в ТИТЭС до 6 руб./кВт*ч в условиях 2017 г. (Рисунок 27).

Рис. 27. Внутренние источники энергокомпаний ДФО для снижения тарифов



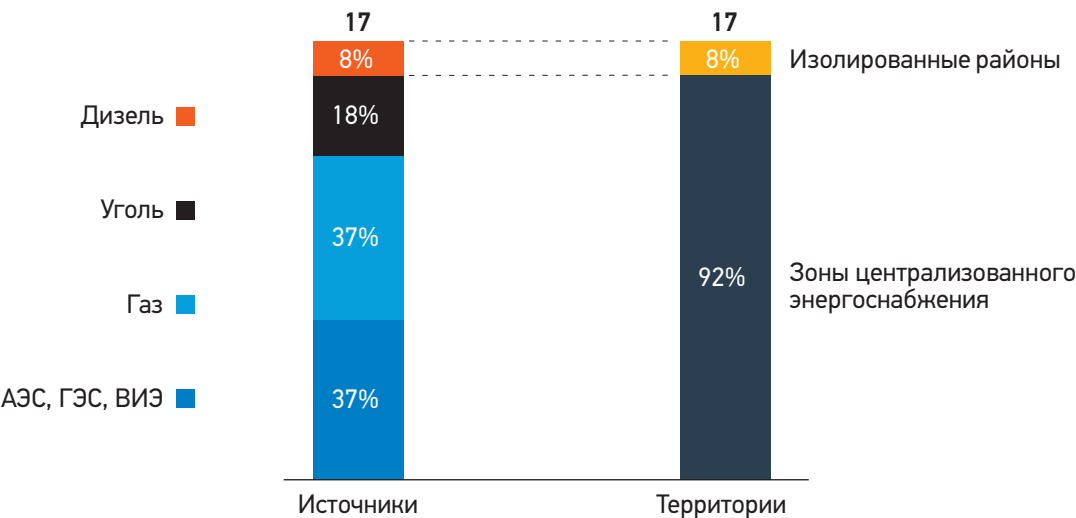
Источник: Данные компаний, VYGON Consulting

Однако даже при нынешнем уровне операционных затрат энергокомпаний в ДФО субсидирование снижения тарифов за счет ценовых зон в текущих объемах является избыточной мерой. Выработка электрической энергии в регионах ДФО только на 8% осуществляется в удаленных районах, изолированных от зон централизованного энергоснабжения с использованием дизельной генерации.

При этом более трети энергии в ТИТЭС вырабатывается на АЭС, ГЭС, геотермальных и ветровых электростанциях, удельные переменные затраты которых близки к нулю. 52% выработки – это теплоэлектростанции на местных углях и природном газе (Рисунок 28).

14 Презентация для инвесторов ПАО «РусГидро», апрель 2018 г.

Рис. 28. Структура выработки энергии в субсидируемых регионах ДФО, млрд кВт*ч

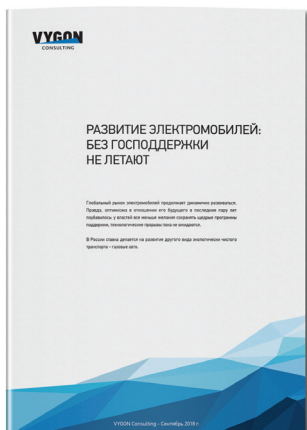


Источник: VYGON Consulting

Снижение высоких «дизельных» тарифов от экономически обоснованных значений до 7,2 руб./кВт*ч требует около 3 млрд руб. Если распределить это субсидирование внутри территорий ТИ-ТЭС, цены для всех потребителей, кроме населения, потребуются увеличить на 10–14% в зависимости от тарифной группы и региона.

В случае распределения этих расходов среди всех дальневосточных регионов дополнительный рост тарифов для поддержки изолированных районов составил бы 3%.

ИССЛЕДОВАНИЯ VYGON CONSULTING



РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ: БЕЗ ГОСПОДДЕРЖКИ НЕ ЛЕТАЮТ

Сентябрь 2018 г.

Глобальный рынок электромобилей продолжает динамично развиваться. Правда, оптимизма в отношении его будущего в последние пару лет поубавилось: у властей все меньше желания сохранять щедрые программы поддержки, технологические прорывы пока не ожидаются.

<https://vygon.consulting/products/issue-1411/>

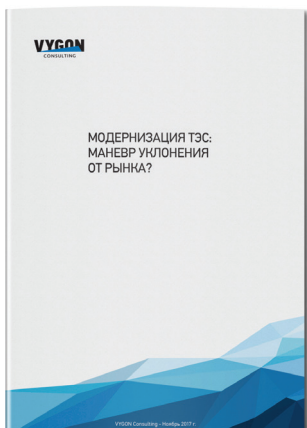


ДОБЫЧА НЕФТИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: ПЕРЕЗАГРУЗКА

Сентябрь 2018 г.

Западная Сибирь – ключевой добывающий регион нашей страны. Его текущие извлекаемые запасы составляют почти 18 млрд т. Однако за последние 10 лет добыча здесь сократилась на 10% из-за ухудшающейся сырьевой базы.

<https://vygon.consulting/products/issue-1400/>



МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЭС: МАНЕВР УКЛОНЕНИЯ ОТ РЫНКА?

Ноябрь 2017 г.

В исследовании проведен анализ эффективности функционирования сегмента тепловой генерации на оптовом рынке, смоделированы сценарии модернизации генерирующих мощностей и финансирования инвестиций, спрогнозирован рост цен ОРЭМ и предложены условия для конкурентного отбора проектов, отвечающего балансу интересов генераторов и покупателей.

<https://vygon.consulting/products/issue-1084/>



ПОДДЕРЖКА ВИЭ НА РОЗНИЧНЫХ РЫНКАХ: СИГНАЛ К ДЕЙСТВИЮ

Апрель 2017 г.

В этом исследовании эксперты VYGON Consulting проанализировали утвержденный в 2015 г. механизм поддержки ВИЭ на розничных рынках и причины его текущей неработоспособности. Были выявлены меры, необходимые для того чтобы система заработала и оценены эффекты на экономику и тарифообразование на уровне отдельно взятого региона в ценовой зоне оптового рынка.

<https://vygon.consulting/products/issue-879/>

Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер, являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как призыв или рекомендация к совершению каких-либо действий.

ООО «ВЫГОН Консалтинг» и его сотрудники не несут ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник – ООО «ВЫГОН Консалтинг».

VYGON Consulting

123610, Россия, Москва, Краснопресненская наб., 12, 6-й подъезд, офис 1446-1447

тел.: +7 495 543 76 43

e-mail: info@vygon.consulting

web: <http://vygon.consulting>

