

Проект

Утверждена
распоряжением Правительства
Российской Федерации
от " " 2013 г. №

Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации

г. Москва

Настоящая Стратегия охватывает основную деятельность электросетевого комплекса Российской Федерации (далее - ЭСК) – передачу и распределение электроэнергии, а также непосредственно связанные с ней аспекты смежных видов деятельности (главным образом, генерации и сбыта электроэнергии) на территории России.

Стратегия уделяет особое внимание деятельности создаваемого ОАО «Российские сети» и входящих в него компаний, контролирующих около 70% распределительных и 90% магистральных сетей в России. При этом большинство положений Стратегии, относящихся к ОАО «Российские сети», актуальны и для остальных сетевых организаций.

Миссия ЭСК

Миссия российского электросетевого комплекса (ЭСК) – долгосрочное обеспечение надежного, качественного и доступного энергоснабжения потребителей РФ за счет организации максимально эффективной и соответствующей мировым стандартам инфраструктуры по тарифам, обеспечивающим приемлемый уровень затрат на электроэнергию для российской экономики и инвестиционную привлекательность отрасли через адекватный возврат на капитал.

Основным приоритетом деятельности магистрального сетевого комплекса является поддержание и развитие инфраструктуры (линии и трансформаторы), позволяющей обеспечить надежность выдачи мощности станций и передачи электроэнергии в распределительные сети.

Миссия распределительного комплекса – долгосрочное обеспечение энергетической безопасности потребителей на всей территории соответствующего региона на этапе распределения электрической энергии за счет организации максимально эффективной инфраструктуры.

В число ключевых задач государственной политики в сфере электросетевого хозяйства входят создание экономических методов стимулирования эффективности сетевых компаний, обеспечение условий для стабилизации тарифов, а также привлечение частного капитала в комплекс в объеме, достаточном для модернизации и реконструкции электросетей для обеспечения надежности электроснабжения.

На сегодняшний день Стратегия развития распределительного электросетевого комплекса РФ 2006 года не реализована. Полностью выполненной можно считать только одну из ее задач – создание крупных и

сопоставимых по размерам операционных МРСК, преследовавшее цели по максимизации ответственности менеджеров за результаты работы и обеспечению условий для принятия регуляторных решений на основе сравнительного анализа. Две другие ключевые задачи стратегии выполнены лишь частично: еще не все регионы перешли на RAB-регулирование, не реализован в полном объеме сбор информации о надежности и качестве предоставляемых услуг, не обеспечена финансовая ответственность компаний за ненадлежащий уровень надежности и качества.

Вместе с тем динамика развития отрасли и всей экономики привели к возникновению дополнительных вызовов. Тариф на электроэнергию в России практически исчерпал потенциал роста. Стоимость электроэнергии, получаемой из единой энергосистемы, для многих промышленных потребителей приближается к стоимости энергоснабжения от собственных генерирующих мощностей (включая стоимость их строительства). При этом продолжающееся старение основных фондов отрасли приводит к необходимости значительного увеличения объемов инвестирования в ближайшие годы даже для удержания уже достигнутых показателей качества и надежности.

Помимо задач, поставленных в Стратегии развития распределительного электросетевого комплекса 2006 г., перед ЭСК стоят следующие стратегические приоритеты на долгосрочную перспективу:

- надежность;
- качество обслуживания потребителей;
- развитие инфраструктуры для поддержания роста экономики РФ;
- конкурентоспособные тарифы на электроэнергию для развития промышленности;
- развитие научного и инновационного потенциала электросетевого комплекса, в том числе с целью стимулирования развития смежных отраслей;
- адекватный возврат на капитал для инвесторов.

ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВЕКТОРЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Умеренный рост спроса на электроэнергию (до 2% В год) является одним из основных трендов развития энергетической отрасли, определяющим ход развития электрических сетей в России. Такие темпы обусловлены постепенным повышением энергоэффективности: согласно прогнозам, энергоемкость российской экономики (определяемая на базе

ВВП) к 2030 г. должна снизиться более чем на 30%. В течение ближайших 10–15 лет России предстоит внедрять технологии, которые уже используются в сетевых комплексах развитых стран. В частности, предстоит внедрять технологии «умных» сетей, позволяющих повысить пропускную способность и стабильность сети, сократить потери и издержки на технический и коммерческий учет у потребителя.

Спрос на электроэнергию в России значительно смещается между регионами и населенными пунктами. Наряду со снижением потребления в сельских местностях многих регионов, происходит его значительный рост в крупных городах; внутри городов снижение потребления в промышленных зонах коррелирует с его ростом в районах, где строится офисная и коммерческая недвижимость или жилье. Изменение географии спроса создает три проблемы: 1) потребность в поддержании недозагруженных сетей; 2) потребность в новых инвестициях в сети на новых площадках; 3) повышение тарифа, вызываемое необходимостью новых инвестиций в ситуации отсутствия роста спроса в целом.

Однако, в смещении спроса заложен потенциал снижения общих издержек как на локальном, так и на межрегиональном уровне. На локальном уровне - это расшивка узких мест в регионе или городе, где сегодня вынужденно поддерживается высокочрезвычайная генерация (закольцовывание магистральных сетей вокруг города, новые точки электроснабжения). На межрегиональном уровне - это инфраструктура, объединяющая зоны со спросом разного временного профиля или разной цены, где сальдо-переток становится экономически выгодным (например, ЛЭП по направлению Сибирь – Урал).

Отсутствие необходимых инвестиций в ЭСК в последние 20 лет привело к значительному физическому и технологическому устареванию сетей. Доля распределительных сетей, выработавших свой нормативный срок, составила 50%. 7% сетей выработало два нормативных срока. Общий износ распределительных сетей достиг 70%. Ситуация с износом магистральных сетей (ОАО «ФСК ЕЭС») незначительно лучше – износ составляет 50%. В общем, состояние электросетевых активов в России значительно хуже, чем в других крупных странах, где показатель износа составляет 27–44%. К тому же, современное оборудование, обеспечивающее высокую надежность и снижение операционных затрат, пока не достаточно широко используется в российском ЭСК.

СТРУКТУРА ЭСК И ГРАНИЦЫ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Принципы построения структуры ЭСК России заложены рядом нормативных документов, в первую очередь Стратегией развития распределительного электросетевого комплекса РФ («Стратегия 5+5» 2006 г.). В результате реализации основных направлений реформирования отрасли сформировалась следующая структура ЭСК России:

- ФСК ЕЭС эксплуатируют около 90% линий напряжением от 220 Кв до 750 Кв (остальные 10% эксплуатируются независимыми организациями).
- 14 межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК) эксплуатируют линии напряжением от 0,4 до 110 кВ – около 70% рынка.
- Около 3000 территориальных сетевых организаций (ТСО) эксплуатируют преимущественно линии напряжением 0,4–10 кВ – около 30% рынка.

Для оптимизации функционирования ЭСК необходим пересмотр и консолидация зон ответственности, в первую очередь между ФСК и МРСК. Основными преимуществами консолидации является снижение сегментированности цепочки передачи и распределения и унификации технической политики, а также возможность координации инвестиционных программ. Однако каждый из основных вариантов изменения структуры ЭСК имеет ряд негативных последствий.

1. Первый вариант – передача сетей напряжением 110 кВ в управление ФСК и передача сетей напряжением 35 кВ и ниже в управление территориальных организаций, что означает фактическую ликвидацию МРСК. В результате такого изменения может быть разрушен котловой механизм тарифообразования на уровне субъекта федерации, в результате чего уровень тарифов будет устанавливаться для каждого муниципального образования, и в одном субъекте федерации возникнут территории с разными конечными тарифами для потребителей. Кроме того, сформированные сетевые компании будут технологически не связаны между собой (в настоящее время основное технологическое взаимодействие осуществляется по линиям 110 кВ), что существенно усложнит процессы управления ими и фактически потребует создания соответствующих структур с нуля. Реализация такого варианта также приведет к потере интереса крупных инвесторов, ориентированных именно на крупные распределительные компании, так как именно при размерах в 3–6 млн потребителей они могут помочь комплексу достичь существенной экономии масштаба.

2. Второй вариант изменения структуры ЭСК – передача сетей напряжением 220 и 330 кВ в управление МРСК, что фактически оставляет для ФСК роль оператора дальнемагистральных сетей. Основным негативным

фактором такого изменения структуры ЭСК является возможный передел собственности. Кроме того, фактически навсегда будет закреплена действующая модель решения проблемы перекрестного субсидирования через «последнюю милю», что негативно скажется на промышленных потребителях.

В качестве предпочтительного варианта предполагается сохранение существующих зон ответственности между ФСК, МРСК, ТСО – но при урегулировании деятельности последних (см. раздел 2В). Таким образом, данная стратегия обеспечивает преемственность со Стратегией «5+5». Существующие вызовы отрасли должны решаться при помощи процессных решений, подробно описанных ниже, а не путем изменения структуры отрасли.

Целостность единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС). ФСК играет важную роль в обеспечении надежности энергоснабжения и развития ЕНЭС. Она обязана осуществлять эту деятельность согласно ФЗ №35-ФЗ "Об электроэнергетике". Однако фактически наряду с ФСК в Реестре объектов ЕНЭС числится 41 собственник объектов ЕНЭС, а также существуют около 40 не включенных в Реестр собственников объектов, соответствующих критериям ЕНЭС,. Таким образом, на практике ФСК не может контролировать надежность 11 тыс. км. сетей ЕНЭС (около 10% всех сетей). Для выполнения поставленных перед организацией по управлению ЕНЭС задач необходимо обеспечить соблюдение требований ФЗ №35-ФЗ "Об электроэнергетике" в отношении всех объектов магистральных электрических сетей, не находящихся в собственности ФСК. Среди возможных вариантов обеспечения консолидации объектов ЕНЭС под управлением ФСК, - заключение договоров о порядке использования; приобретение сетей; аренда сетей.

ВЫЗОВЫ ОТРАСЛИ И ПРЕДЛАГАЕМЫЕ РЕШЕНИЯ

1. Повышение надежности и качества снабжения конечных потребителей

1А. Внедрение сбора данных о надежности и качестве электроснабжения в соответствии с международными стандартами

В соответствии с лучшей международной практикой, оценка надежности и качества сервиса сетевых компаний определяется по эффекту для конечных потребителей. Для этого в большинстве случаев используются показатели SAIFI и SAIDI (в некоторых случаях используются показатели CAIDI и недоотпуск):

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – средний индекс частоты прерываний электроснабжения конечных потребителей в системе;
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – средний индекс длительности прерываний электроснабжения конечных потребителей в системе.

В диалоге между электросетевыми компаниями, регулирующими органами и потребителями эти показатели являются основными для определения оптимального баланса между уровнем тарифа и уровнем надежности. Эти показатели влияют на выручку компаний, а внутренние службы компаний используют эти показатели для расстановки приоритетов и оценки эффективности ремонтных и инвестиционных программ.

В российских сетевых компаниях оценка качества и надежности производится в основном по частоте и продолжительности аварий оборудования в сетях среднего и высокого напряжения без отслеживания их влияния на отключения конечных потребителей. Мониторинг качества по параметрам качества электрической энергии в сетях низкого напряжения ведется выборочно (в основном по обращениям конечных потребителей) ввиду низкой оснащенности таких сетей оборудованием, позволяющим проводить соответствующие измерения. Из всех компаний в составе ОАО «Российские сети» (почти 70% от комплекса) достоверные показатели по частоте и длительности отключений потребителей имеются лишь в ОАО «МРСК Центра», где они в 5–10 раз хуже показателей зарубежных компаний. В других компаниях МРСК и в многочисленных ТСО используемые в мировой практике показатели не рассчитываются.

К 2017 году все российские сетевые компании должны обеспечивать сбор данных по надежности системы и качеству электроснабжения. Для этого в сетевых компаниях необходимо внедрить порядок учета данных, прежде всего опирающийся на данные средств измерений, а также процедуры выборочного аудита, методы сопоставления с поступающими жалобами потребителей.

Также необходимо повышение прозрачности информации, связанной с показателями качества энергоснабжения. Для этого центр сбора данных, расчета и предоставления информации о показателях надежности и качества предпочтительно сформировать на базе Системного Оператора ЕЭС, который уже в настоящее время осуществляет сбор и систематизацию информации об авариях (технологических нарушениях) в сетевых компаниях. Кроме того, на уровне регулятора должна быть принята методология сравнения сетевых компаний по данным показателям. С этого момента показатели SAIFI и SAIDI либо аналогичные общепринятые в мире показатели должны стать одними из основных критериев при формировании инвестиционных и ремонтных программ.

В целом необходимо повысить ответственность сетевых компаний за соблюдение требований качества и надежности электроснабжения. Показатели надежности и качества как важнейшие характеристики деятельности сетевой компании должны быть интегрированы в систему управления (планы и бюджеты, отчетность, систему стимулирования сотрудников).

1В. Повышение уровня обслуживания клиентов

Клиенты сетевого комплекса подразделяются на текущих потребителей, новых потребителей, а также производителей электроэнергии, желающих выдать мощность в сеть. Для каждой категории потребителей требуется повышение уровня обслуживания. Необходимо обеспечить потребителям простой доступ к прозрачной и понятной информации на всех этапах обслуживания, включая присоединение к сетям, операции с приборами учета, оплату электроэнергии, реагирование на аварийные ситуации. Для обеспечения прозрачности информации целесообразно создание единых центров обслуживания клиентов (ЦОК – «одно окно»), а также вовлечение в эту работу всех ТСО, действующих на соответствующих территориях. Создание ЦОК позволит внедрить единые стандарты обслуживания потребителей, существенно упростит взаимодействие потребителей со всеми сетевыми организациями, но вместе с тем потребует тесной координации усилий сетевых и сбытовых компаний. Следует организовать эффективную работу колл-центров, регистрировать жалобы и поддерживать оперативную связь между колл-центром и бригадами. Также необходимо создать широкую систему информирования потребителей, в том числе посредством единого информационного портала в интернете.

Для новых потребителей необходимо реализовать комплекс мер по упрощению процедуры технологического присоединения согласно распоряжению Правительства №1144 от 30 июня 2012 года («дорожная карта» Национальной предпринимательской инициативы). В целом количество этапов, необходимых для присоединения, к 2015 г. должно быть сокращено с 10 до 6 и к 2018 г. до 5.

С целью повышения качества обслуживания потребителей к 2017 году должна быть налажена система оценки качества обслуживания. Должен быть налажен учет показателей, характеризующих качество обслуживания потребителей, внедрены единые стандарты обслуживания потребителей, организованы периодические исследования удовлетворенности потребителей уровнем обслуживания и качеством услуг сетевых компаний. Результаты оценки качества обслуживания потребителей должны стать публичными, а также учитываться при регулировании сетевых компаний.

Для повышения качества обслуживания генерирующих компаний потребуются аналогичные действия, позволяющие производителям

электроэнергии различных мощностей (включая малую распределенную генерацию) подключаться к сетевой инфраструктуре. Только за 2010—11 гг. в стране появилось не менее 1,2 ГВт новых мощностей распределенной генерации¹, и требуется разработать подход к ее подключению. В области подключения крупной генерации требуется тщательная координация усилий ФСК, СО ЕЭС, Минэнерго России и генерирующих компаний в отношении инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» и программы ввода мощностей на постоянной основе.

1Г. Унификация технической политики и приоритизация вложений в соответствии с их воздействием на надежность

Высокий износ сети и ее конфигурация создают риски для обеспечения надежности. Значительная доля установленного оборудования в сетевом комплексе физически и морально устарела. Средний технический уровень установленного подстанционного оборудования в распределительных сетях по многим параметрам соответствует оборудованию, которое эксплуатировалось в технически развитых странах мира 25–30 лет назад.

В большинстве РСК 90% потребителей не имеют альтернативной линии среднего напряжения, причем существуют радиальные участки сетей высокого и среднего напряжения, повреждения на которых приводят к массовым отключениям потребителей. Характерной особенностью сетей является большее, чем в зарубежных странах, число линий, отходящих с одной секции шин.

Для усиления координации между разными уровнями контроля сетевого комплекса (ФСК, МРСК, ТСО) целесообразно принять единый технический регламент эксплуатации сетей. В частности, для каждого участка сети следует построить его риск-профиль, то есть определить вероятность его отключения (исходя из результатов диагностики, экспертной оценки или степени износа) и соответствующие последствия. Такая система позволит сконцентрировать ограниченные инвестиционные ресурсы в точке максимальной отдачи исходя из соображений надежности. В средне- и долгосрочной перспективе эффективная модернизация старых и изношенных основных фондов с целью повышения надежности должна стать центральной задачей технической политики комплекса.

1Д. Внедрение современных технологий, элементов умной сети

ЭСК России имеет значительный потенциал повышения эффективности, надежности и качества электроснабжения за счет внедрения

¹ По данным таможенных органов об импорте оборудования малой и средней генерации, в том числе газовых турбин мощностью 5-50 МВт, дизельных, полудизельных, бензиновых электрогенераторов мощностью более 375 кВА, ветрогенераторов.

современных технологий. В настоящее время уровень теленаблюдаемости и телеуправления процессами в целом по распределительным сетям составляет менее 20%. В результате практически во всех компаниях отсутствует достоверная информация о фактическом состоянии оборудования по результатам инструментальных исследований. Локализация мест повреждений линий осуществляется выездными бригадами и занимает иногда часы.

Для того чтобы внедряемые инновации работали на достижение поставленных перед отраслью первоочередных задач, важно отработать механизм оценки и отбора инновационных проектов в соответствии с целями основной деятельности ЭСК. Инновационная деятельность должна быть направлена на создание стоимости, повышение эффективности в долгосрочной перспективе при соблюдении установленных требований надежности и качества.

2. Обеспечение предсказуемости и умеренности роста тарифов

В системе тарифного регулирования за последние годы удалось значительно продвинуться в направлении внедрения новых методов, прежде всего, RAB регулирования. На фоне недоинвестирования предыдущих лет потребность в значительных вложениях в инфраструктуру привела в 2010 г. к скачкообразному росту тарифов. Если сегодня все запланированные инвестиции в сети отразить в RAB-регулировании, не сдерживая при этом рост тарифов на государственном уровне, то уже в 2015 г., по прогнозам, цена электроэнергии для промышленности в России превысит европейский уровень. Стоимость электроэнергии для конечных потребителей приближается к стоимости перехода на собственную генерацию, что создает угрозу отделения потребителей от единой сети и в перспективе – распада единой энергетической системы. В этих условиях дальнейшее повышение тарифа ограничено соображениями социальной стабильности и приемлемости тарифа для потребителя. Вместе с тем, обновление основных фондов необходимо. Единственный способ достичь обе цели – ориентировать систему регулирования на снижение операционных издержек и потерь, а также на повышение эффективности всех этапов инвестиционного процесса.

2А. Установление долгосрочных и стабильных параметров регулирования

Введение системы регулирования на основе RAB способствует привлечению заемных средств в отрасль. Однако для эффективного функционирования этого механизма должны быть обеспечены гарантии возврата займов в будущем. Для этого нужна стабильная и прозрачная

система регулирования, обеспечивающая прибыльность отрасли в долгосрочной перспективе.

Ключевой задачей регулирования электросетевого комплекса является установление долгосрочных и стабильных «правил игры» при сохранении системы RAB-регулирования и переходе на нее всех регионов страны. Повсеместный переход на RAB-регулирование позволит унифицировать тарифное регулирование. Необходимо принять долгосрочные (не менее чем на 5 лет) тарифные решения и предоставить гарантии их неизменности посредством «регуляторного договора». «Регуляторный договор» призван обеспечить долгосрочный баланс между интересами потребителей и инвесторов, а также возможность апелляции в случае разногласий. Возможности воздействия на инвестора со стороны региональных властей вне рамок договора должны быть сведены к минимуму и не выходить за рамки установленных процедур.

В систему регулирования должно быть заложено отслеживание повышения эффективности. Следует разработать и внедрить методику периодического сравнительного анализа («бенчмаркинг») деятельности сетевых организаций, в т.ч. с использованием международных показателей. Регуляторный сравнительный анализ – определяет эталонный уровень эффективности как по операционной, так и по инвестиционной деятельности, как по надежности, так и по затратам и потерям, а также создает условия квазиконкуренции в монопольной отрасли. Сравнительный анализ позволяет выявить и снизить не оправданную внешними факторами вариативность тарифов по регионам. Для систем, уже перешедших на RAB-регулирование, эталонные затраты на основании бенчмаркинга могут применяться при следующем регуляторном периоде. Для систем, еще не перешедших на RAB-регулирование, использование бенчмаркинга может вводиться вместе с переходом на RAB. Уже сейчас можно использовать бенчмаркинг для установки верхней планки по удельным операционным затратам и потерям сетевых компаний (на уровне, выше эталонного - для выявления наиболее неэффективных).

В настоящее время регулированием энергетической отрасли по разным вопросам занимаются 9 органов исполнительной власти на федеральном и региональном уровнях, ориентированных на достижение разных целей, зачастую - взаимоисключающих. Регулирующие органы оказывают значительное давление на отрасль в части удержания тарифа, но в недостаточной степени соотносят тарифное регулирование с инвестиционным и не в полной мере задают достаточные системные требования по обеспечению качества и надежности. В краткосрочной перспективе проблема может быть частично разрешена за счет более тесной координации регуляторов разных уровней, в особенности в ходе

согласования и утверждения инвестиционных программ сетевых компаний и формирования тарифов.

2Б. Сокращение степени разрозненности ТСО и повышение качества контроля над ними

В настоящее время на территории России зарегистрировано более 3000 территориальных сетевых организаций. Большое число ТСО усиливает риски в отношении работы сети и предопределяет неоптимальное распределение ресурсов, связанных с ее эксплуатацией, поддержанием и развитием. Также особенностью России является то, что на одной географической территории могут действовать несколько ТСО (включая МРСК), причем независимые ТСО получают от системы («котла») компенсацию затрат. Нарушается принцип единообразия технических решений: внутри зоны деятельности компаний, входящих в ОАО «Российские сети», появляются «анклавы» со своей технической и эксплуатационной политикой. Зачастую происходит дублирование операционных издержек (например, на содержание ремонтного персонала и диспетчеризацию) и инвестиционных затрат (на строительство новых подстанций). В тоже время малые ТСО не обладают достаточным масштабом для самостоятельного разрешения чрезвычайных ситуаций.

Различие регулирования деятельности ТСО и МРСК также может оказывать дестабилизирующее воздействие на тарифную систему. Активное появление новых ТСО сопровождается непропорционально быстрым наращиванием совокупной выручки территориальных сетевых организаций. С 2009 по 2011 гг. выручка ТСО увеличилась на 68%, а потребители не получили взамен адекватной отдачи. Кроме того, в некоторых регионах в рамках «котла» наблюдается перекос в формировании инвестиционных программ по финансовым и физическим объемам – от МРСК в сторону «независимых» и менее прозрачных ТСО.

Наиболее прямым решением проблемы была бы отмена тарифного котла и установка тарифов строго по территориям обслуживания и уровню напряжения. Однако это решение потребовало бы немедленного решения проблемы перекрестного субсидирования, привело бы к резким скачкам в тарифе для многих потребителей.

Исходя из этого, целесообразно реализовать следующие меры.

Следует из тарифного котла исключить так называемые «моносети» – ТСО, созданные единым крупным потребителем, в основном под свои нужды. Также следует запустить пилотные проекты по 2-3 регионам, где есть несколько (до 10) ТСО и где уход от тарифного котла не приводит к резким изменениям. Также необходимо провести консолидацию мелких

электросетевых активов отрасли в более крупные компании, упорядочить регулирование ТСО.

Одним из приемлемых способом консолидации в ЭСК является введение и повышение требований к деятельности ТСО (включая установленное в федеральном законодательстве определение критериев минимального размера ТСО, обязательные стандарты технической обеспеченности, наличие резерва для устранения аварий, квалификации кадров). Альтернативой может быть установление требования обязательного членства в саморегулирующей организации (СРО) при условии, что она единая по стране или таких организаций немного. Кроме того, необходима разработка процедур передачи ТСО, не отвечающих установленным критериям, в управление квалифицированным сетевым организациям. Контроль за деятельностью ТСО позволит повысить прозрачность и экономическую обоснованность тарифообразования.

Метод сравнительного анализа также позволит выявить неконкурентные ТСО и стимулировать их консолидацию с более крупными сетевыми компаниями. В долгосрочной перспективе следует поставить задачу выравнивания сетевой составляющей тарифов в пределах зоны обслуживания каждой из МРСК. Также следует унифицировать методику расчета условных единиц, одновременно отразив в ней появившиеся в отрасли за последние 15 лет новые технические решения.

2В. Решение проблемы перекрестного субсидирования

Объем перекрестного субсидирования в 2012 г. составил более 220 млрд. рублей. Перекрестное субсидирование населения не только негативно влияет на конкурентоспособность ряда отраслей российской промышленности, но и снижает стимулы для энергосбережения. Оно также не обеспечивает социальной справедливости, поскольку фактически размер субсидии прямо пропорционален потреблению электроэнергии.

Выпадающие доходы сетей из-за поддержания низких тарифов для населения в том числе компенсируются за счет субсидирования крупными промышленными потребителями, присоединенными к сетям ЕНЭС, «последняя миля» которых сдавалась в аренду МРСК. Однако существует тенденция к расторжению договоров аренды в связи с принятыми судебными решениями. Электроэнергетической отрасли предстоит в ближайшем будущем вовсе отказаться от использования договоров «последней мили».

Ожидаемые выпадающие доходы сетевых компаний могут составить до 60 млрд. рублей в год, а включение их в тариф оставшимся промышленным потребителям грозит цепной реакцией ухода потребителей из распределительной сети (посредством строительства собственной генерации или присоединения к сетям ЕНЭС). В связи с поэтапным отказом от

договоров «последней мили» начиная с 2014 года и до момента полного перехода к адресному субсидированию населения необходимо внедрить альтернативные механизмы компенсации выпадающих доходов сетевым компаниям. Для этого следует перенести часть «перекрестного субсидирования» на крупную промышленность, присоединенную к сетям ЕНЭС, путем увеличения тарифа ФСК и/или запрета ФСК осуществлять деятельность по оказанию услуг потребителей по передаче электроэнергии.

Ресурсы, получаемые отраслью в результате в результате внедрения бенчмаркинга, исключения «моносетей» из тарифного котла, изменения тарифной модели ФСК, должны использоваться максимально эффективно с приоритетным направлением на осуществление инвестиций и повышение надежности. При этом в отдельных регионах, где уровень тарифа уже достаточно высок, указанные ресурсы могут направляться в т.ч. на ликвидацию перекрестного субсидирования (снижение тарифов для промышленности).

3. Повышение эффективности инвестиционной деятельности

В ближайшие пять лет и в долгосрочной перспективе электросетевому комплексу предстоит как масштабная модернизация существующих сетей, так и реализация крупных проектов по подключению новых потребителей и генерирующих мощностей. Среди проектов общенационального и межрегионального масштаба – создание энергомоста Сибирь–Урал, завершение строительства сетевой инфраструктуры в Сочи и электроснабжение дальнейшего освоения Восточной Сибири и Дальнего Востока. Чрезвычайно важна роль ФСК в минимизации диспропорций в энергообеспеченности между энергоизбыточными и энергодефицитными регионами страны. На локальном уровне ЭСК играет важную роль в создании и развитии инфраструктуры, необходимой, в частности, для обеспечения граждан доступным жильем. Все эти задачи не могут быть успешно решены без значительного повышения инвестиционной эффективности электросетевого комплекса.

3А. Достижение высокой загрузки вводимых мощностей

В действующей модели регулирования отрасли отсутствуют механизмы стимулирования сетевой организации к оптимизации инвестиционной деятельности, что объясняется рядом причин. Во-первых, учет загрузки построенных питающих центров в рамках системы RAB регулирования предусмотрен в нормативной базе, но не обеспечен методическими документами и поэтому не применяется на практике. Во-вторых, у заявителей, подающих заявку на присоединение, нет стимула указывать действительно необходимый объем мощности, поскольку в большинстве регионов плата за присоединение отменена, а будущие платежи

за электроэнергию не имеют прямой зависимости от заявленной мощности. В-третьих, региональные органы регулирования не несут ответственности за включение в инвестиционные программы сетевых компаний объектов, которые впоследствии оказываются невостребованными.

В силу этих факторов инвестиции в новые подключения в России выше, а в поддержание существующей сети ниже, чем в аналогичных зарубежных сетях. 57,5% суммарного объема инвестиционных программ сетевых компаний, входящих в ОАО «Российские сети», на 2012-2017 гг. приходится на новое строительство. На сегодняшний день существенные вложения производятся в мощности, которые в обозримом будущем не будут использоваться в эффективном объеме. Подобная практика «разогревает» рост тарифов, одновременно снижая качество и надежность энергоснабжения потребителей.

Совершенствование процесса перспективного планирования сети

Важным шагом к повышению инвестиционной эффективности станет повышение качества планирования потребностей в новом строительстве. В настоящее время недостаточно развита координация планирования территорий и планирования программ ввода генерации и сетей. В силу этого реализуемые инвестиционные проекты не всегда приближают ЭСК к оптимальной, с точки зрения надежности и эффективности, конфигурации сети. Также при планировании сетевого строительства необходимо оценивать альтернативы, такие как строительство распределенной генерации.

Для координации планирования следует создать рабочие группы по территориальному планированию. Необходимо максимально использовать потенциал таких групп – они должны осуществлять тесное взаимодействие с крупнейшими потребителями электроэнергии, с генерирующими компаниями и с правительствами субъектов федерации. Основными функциями таких групп должны стать прогнозирование потребления (в том числе с использованием сценарного прогнозирования и системного моделирования), создание текущих и прогнозных карт нагрузок, моделирование оптимальной конфигурации сетей на среднесрочную перспективу. Методика и результаты данных работ должны быть доступны для всех субъектов электроэнергетики. В перспективе функция системного планирования сети может реализовываться выделенным центром планирования на федеральном уровне.

Повышение ответственности заинтересованных сторон за загрузку мощностей

Одновременно должна быть повышена и материальная ответственность инвесторов и региональных властей за загрузку строящихся для них мощностей. Необходимо внедрить принцип обязательной оплаты («take or pay»): сформировать механизм определения будущего спроса на электроснабжение совместно с новыми крупными потребителями и

компенсации расходов на подключение при недовыборе мощности через определенный срок. Также необходимо создать стимулы для обеспечения эффективности инвестиций Системным оператором ЕЭС. Кроме того, в рамках формирования долгосрочных параметров регулирования тарифов методом RAB необходимо зафиксировать невключение в базу инвестированного капитала расходов на введенные, но незагруженные мощности. Должен быть реализован тезис «тариф – только за эффективные инвестиции»: необходимо зафиксировать в нормативных актах положение о том, что в инвестиционные программы включаются только объекты, запрос на которые подтвержден гарантирующими документами, имеющими юридическую силу.

Необходимо стимулировать высвобождение неиспользуемой мощности и реалистичную оценку требуемых в будущем мощностей при составлении заявок. Этому будет способствовать введение обязательного двухставочного тарифа для расчетов за услуги сетевых компаний с крупными промышленными потребителями. В течение 2013 года предстоит принять решение о применении ставки за мощность к фактической или заявленной мощности, а также введении платы за ее резервирование. Кроме того, необходимо определить сроки введения указанных принципов, а также целесообразность их распространения на всех потребителей (за исключением населения).

Снижение избыточных мощностей в сетях и управление спросом

У сетевых компаний также должен появиться стимул повышать общую загрузку системы. Ключевым рычагом является вывод избыточных мощностей или перемещение трансформаторов с незагруженных площадок на новые. Это должно обеспечиваться путем реализации следующих мер:

- усовершенствование правового механизма перераспределения свободной мощности;
- создание информационной площадки, на которой потребители смогут распространять информацию о наличии свободной мощности и выставлять заявки на нее;
- постепенное введение системы оплаты сетевых мощностей исходя из степени их загрузки;
- создание условий для активного управления пиковыми нагрузками там, где это экономически целесообразно;
- использование распределенной генерации, что в ряде случаев позволит обеспечить соблюдение стандартов надежности для географически отдаленного потребителя более эффективно, чем строительство протяженных линий электропередач и прочей инфраструктуры;

- разрешение и стимулирование физического высвобождения неиспользуемой мощности, включая демонтаж незагруженных сетей и использование оборудования заново на более загруженных участках.

Описанные меры позволят значительно снизить риск неэффективных инвестиций в мощности, которые остаются систематически недозагруженными, используются лишь в периоды пиковых нагрузок или не используются вовсе. Вместе с тем, благодаря высокой загрузке сетей, постоянные расходы на их содержание будут приходиться на больший объем потребления, что будет способствовать сдерживанию роста тарифов.

3Б. Повышение результативности и снижение удельной стоимости инвестиций

Инвестиционные затраты распределительных компаний в сети низкого и среднего напряжения в расчете на потребителя несколько ниже, чем в среднем по сопоставимым иностранным компаниям. Однако затраты на строительство новых подстанций высокого напряжения в распределительных сетях в настоящее время на 50–60% выше, чем в Западной Европе, а стоимость строительства линий высокого напряжения – на 20–55% выше.

Основными направлениями снижения удельных затрат станут:

- совершенствование процесса отбора проектов с тем, чтобы исключить заведомо неэффективные;
- оптимизация проектных решений;
- повышение качества управления проектами;
- снижение стоимости капитала.

Отбор инвестиционных проектов

Необходимо унифицировать методику расчета экономического эффекта по разным категориям проектов. Необходимо внедрить подход, который позволит количественно сравнивать между собой эффект и затраты проектов по повышению надежности, привлекая к этой работе специалистов не только технических, но также инвестиционных и экономических подразделений. В компаниях электросетевого комплекса вместо отдельного рассмотрения проектов нового строительства и проектов технического перевооружения следует перейти на комплексный анализ топологии и состояния сети исходя из карты нагрузок. Кроме того, предлагается проводить публичные и открытые обсуждения инвестиционных программ, а также проводить со стороны регуляторов технологический аудит инвестиционных программ сетевых компаний.

Помимо этого, для повышения точности и прозрачности оценки предлагаемых бюджетов необходимо создавать обширную базу объектов и использовать ее для сравнения предлагаемых инвестиций с инвестициями в

другие аналогичные объекты. Указанная база должна быть доступна не только специалистам сетевых компаний, но и регуляторам отрасли.

Необходимо внедрить процесс анализа завершенных проектов для проверки достижения поставленных задач и совершенствования бизнес-процессов сетевых компаний.

Оптимизация проектных решений

Определение минимальных технических решений позволит значительно уменьшить затраты на строительство. Для снижения затрат на проектирование и повышения прозрачности выполняемого объема работ должны быть разработаны типовые технические решения и укрупненные расценки.

Повышение качества управления проектами

Для повышения качества управления проектами должны применяться следующие рычаги:

- переход на полноценное проектное управление;
- повышение уровня консолидации закупок по видам материалов и услуг, что позволяет поставщикам и подрядчикам планировать свои мощности и инвестировать в свою базу; введение соответствующих корректировок в нормативно-правовую базу;
- проведение систематического сравнительного анализа показателей надежности и затрат по инвестиционным проектам («бенчмаркинг»),
- внедрение системы анализа, позволяющей оценить динамику цен применительно к видам и категориям закупок;
- внедрение системы КПЭ и регулярной отчетности по проектам с целью сокращения удельной стоимости при соблюдении технических параметров (исходя из общих затрат на оборудование на протяжении его срока эксплуатации, а не одномоментной закупки, а также с учетом из выполнения сроков поставок и снижения оборотного капитала) и анализа эффективности работы сетевых компаний и подрядчиков.

4. Повышение эффективности операционной деятельности

4А. Повышение промышленной безопасности и защита населения

В ЭСК необходимо изменить правила охраны труда и подход к работе с персоналом в части производственной безопасности. Прежде всего, требуется обеспечить сбор достоверной информации и выявление всех случаев нарушения правил охраны труда и промышленной безопасности.

Кроме того, необходимо изменить нормативную базу, включая Правила устройства электроустановок и Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. В частности, действующие правила эксплуатации должны быть обновлены с учетом современных технологий. Как показывает практика, передача ответственности за охрану труда лицам, обеспечивающим допуск к работе и осуществляющим проверку, не обеспечивает в должной мере ни соблюдения правил, ни безопасных условий работы. Необходимо повысить ответственность каждого сотрудника, в особенности тех, которые выполняют работы под напряжением, за собственную безопасность.

Необходимо сформулировать требования к безопасности не только персонала сетевых компаний, но потребителей (например, недоступность подстанций случайному прохожему, заданный уровень провисания проводов и т.д.). Сетевые компании в целом и персонал сетей в частности должны нести ответственность за защиту населения, вести соответствующую коммуникационную деятельность и при несчастных случаях выплачивать компенсацию невинно пострадавшим.

4Б. Оптимизация процессов и систем, производительности труда

Операционные затраты российских сетевых компаний в ряде случаев превышают сопоставимые показатели ведущих зарубежных сетевых компаний – как магистральных, так и распределительных. Превышение затрат наблюдается в сфере эксплуатации и ремонтов, в сфере расходов на вспомогательные службы. Источниками этого превышения являются выполнение работ, не приносящих значительной пользы (например, регулярный и общий осмотр без учета вероятности и рисков от отключения всей сети низкого напряжения, заполнение излишней отчетности), избыточный состав ремонтных бригад, низкая эффективность использования рабочего времени бригад. Значительная часть этих факторов, однако, обусловлена отраслевыми стандартами и нормативными требованиями, в том числе регулирующих органов.

Для снижения затрат необходимо более эффективно приоритизировать выполняемые работы и последовательно повышать производительность труда. Снижение операционных затрат потребует также пересмотра нормативной и методической базы отрасли органами власти (Минэнерго России и Ростехнадзором России), формирующими государственную политику в области безопасной эксплуатации электроустановок, норм надежности, резервирования оборудования и т.д. На фоне внедрения новых технологий и оборудования, повышения уровня автоматизации серьезное внимание необходимо уделить реинжинирингу существующих бизнес-процессов, подходам к обслуживанию сетевых активов, более эффективному взаимодействию подразделений.

В целях оценки фактической производительности труда, нормирования, определения очагов непроизводительных затрат потребуются дополнительные инвестиции в информатизацию и автоматизацию бизнес-процессов. Стандартизация основных технических и технологических решений (в том числе, по комплектации подстанций и размещению компонентов внутри них для упрощения техобслуживания) также повысит производительность труда.

Учитывая сезонный характер работ, связанных с проведением ремонтов и обслуживанием электроустановок (пик работ приходится на 2 и 3 кварталы), необходимо рассмотреть вопрос более широкого использования аутсорсинга при выполнении сконцентрированных по месту и объему работ, при проведении аварийно-восстановительных мероприятий, непериодических спецработ, требующих высокой компетенции персонала и материального обеспечения.

4В. Комплексная работа с персоналом

Обеспечение промышленной безопасности и повышения производительности труда требует комплексного подхода к привлечению, обучению и развитию персонала. Необходимо улучшить взаимодействие между государственными органами, учреждениями профессионального образования и сетевыми компаниями с тем, чтобы повысить качество образования по основным профессиям, востребованным электросетевым комплексом. ОАО «Российские сети» как крупнейшая и системообразующая группа компаний в отрасли должна выступить разработчиком профессиональных стандартов по данным профессиям, на их основе необходимо разработать образовательные стандарты.

Одной из первых инициатив по повышению охраны труда и операционной эффективности должно стать определение четких целей и критериев оценки персонала на всех уровнях. Необходимо пересмотреть существующие и внедрить современные КПЭ операционных процессов, включающие обязательные меры по безопасности. В результате будет построена эффективная система управления операционной деятельностью, направленная на снижение операционных издержек и непрерывное совершенствование.

4Г. Снижение потерь электроэнергии

Потери электроэнергии в российских электросетях при передаче и распределении составляют 11% полезного отпуска, что выше, аналогичного показателя зарубежных компаний (6-8%). При этом наблюдаются существенные различия в уровне потерь между регионами – максимальные потери отмечаются в регионах с высоким бытовым потреблением. Так, например, потери в распределительных сетях Тверской и Смоленской областях находятся на уровне 15-18%, а в регионах Северного Кавказа

достигают 30-40%.

Высокий уровень потерь электроэнергии в первую очередь обусловлен наличием коммерческих потерь, высоким износом электросетевого хозяйства и неоптимальными режимами работы сетей. Основной причиной коммерческих потерь является низкий уровень оснащённости приборами учета, их техническое и моральное устаревание, что не позволяет вести достоверный учет электроэнергии, а также неурегулированность вопросов организации коммерческого учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии. Для обеспечения достоверного учета электроэнергии к 2017 г. должны быть реализованы следующие меры:

а) изменение принципа организации учета электрической энергии на розничном рынке, в соответствии с которым вся ответственность за установку, эксплуатацию и осуществление учета электроэнергии будет перенесена с потребителя на сетевые организации; при этом субъектам рынка и потребителям должен быть предоставлен недискриминационный доступ к данным учета электроэнергии;

б) модернизация существующего парка приборов учета электроэнергии, в первую очередь, на участках с наибольшими потерями электроэнергии;

в) нормативное совершенствование процесса коммерческого учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии, усиление ответственности за безучетное и бездоговорное потребление электрической энергии;

г) создание стимулов для сетевых организаций к снижению потерь электроэнергии посредством внедрения порядка нормирования потерь для тарифного регулирования на основе сравнительного анализа потерь по сетевым организациям;

д) создание стимулов для сетевых организаций и потребителей к эффективному использованию сетевой мощности для обеспечения оптимальных режимов работы сети;

е) принятие мер по снижению износа распределительных сетей и повышению оснащённости средствами наблюдения и контроля в сетях низкого напряжения;

ж) актуализация (разработка) и внедрение единых технических стандартов и требований к оборудованию и эксплуатации электрических сетей.

5. Повышение управляемости, прозрачности сетевого комплекса и оптимизация его структуры

Российский электросетевой комплекс является одним из крупнейших в мире по числу потребителей и протяженности линий электропередачи. В секторе требуется создание единого центра ответственности перед государством и потребителями за скоординированную работу магистральных и распределительных сетей, координацию работ по повышению экономической эффективности инвестиционной деятельности, унификацию стандартов и показателей качества, операционной эффективности магистральных и распределительных сетевых компаний.

5А. Окончание формирования единого центра ЭСК с функциями разработки стратегии, контроля и институциональных преобразований

Отсутствие координации действий Холдинга МРСК, ФСК, дочерних и зависимых обществ, и различных ТСО в области тарифов, технической политики и в планировании инвестиций затрудняет общее управление ЭСК.

Формирование единой управляющей компании, ОАО «Российские сети», в ведении которой будут находиться как магистральные, так и распределительные сети, призвано решить эту проблему. За ОАО «Российские сети» будут закреплены три основные группы функций:

1. Стратегические функции (такие как планирование, методология и т.п.).
2. Контрольные функции (такие как финансовая отчетность, сравнительный анализ (бенчмаркинг), аудит, КПЭ и т.п.), по итогам реализации которых должны приниматься управленческие решения, в т.ч. кадровые;
3. Решение институциональных задач, стоящих перед всей отраслью (консолидация, приватизация, преобразования розничного рынка и т.д.), путем создания проектных офисов и внедрения проектного управления.

За компаниями, входящими в ОАО «Российские сети», в том числе ФСК, МРСК, останутся все функции, имеющие отношение к операционной деятельности. Управляющее воздействие должно быть построено через решения Совета директоров, профильные комитеты при Совете, комплексную систему стимулирования, КПЭ и многоуровневый бенчмаркинг, а также через принятие единой технической политики, соответствующих правил и регламентов. При этом в рамках акционерного соглашения с Российской Федерацией должны быть четко определены полномочия создаваемого ОАО «Российские сети» в отношении ОАО «ФСК ЕЭС».

Стратегия деятельности ОАО «Российские сети» будет утверждена после завершения корпоративных процедур создания компании.

5Б. Введение в операционных компаниях единых стандартов, нацеленных на достижение стратегических показателей

Для достижения стратегических целей необходимо ввести единую систему КПЭ операционных показателей компаний ЭСК, которая бы позволила отслеживать показатели надежности, безопасности, уровня обслуживания клиентов, объема переданной электроэнергии, выручки, инвестиционной эффективности, потерь, операционной эффективности.

Для создания квазиконкурентной среды в ЭСК, необходимо проводить регулярный внутрикорпоративный бенчмаркинг по ключевым КПЭ с последующим анализом и тиражированием передового опыта наиболее успешных компаний, а также анализом и принятием мер по отстающим компаниям. Данный управленческий инструмент будет дополнять и расширять сравнительный анализ, необходимый для тарифного регулирования.

5В. Подготовка к привлечению частных инвесторов к участию в капитале сетевых компаний

Привлечение новых инвесторов в отрасль необходимо для повышения уровня конкуренции и стимулирования использования передовых методов управления сетевым хозяйством. В свою очередь, необходимо дать сигнал стратегическим инвесторам относительно оптимальных форм их потенциального участия в развитии электросетевого комплекса.

Принятие решения о привлечении инвесторов в электросетевую отрасль будет продиктовано: а) потенциалом повышения эффективности работы компаний отрасли за счет привлечения более эффективных собственников; б) возможностью оптимально распределить риски регулируемой компании между потребителем и инвестором; в) возможностью получения дополнительных бюджетных доходов. Вторым фактором может быть применен при условии наличия регуляторного контракта и способности инвестора дать реальные гарантии выполнения своих обязательств.

Целесообразно поэтапное расширение участия негосударственного капитала в электросетевом комплексе в различных формах (продажа активов, концессия, доверительное управление и другие). Какое бы ни было соотношение капитала в отрасли (государство, стратегические инвесторы, миноритарные акционеры), электросетевой комплекс должен придерживаться стандартов прозрачности в корпоративной отчетности.

Сетевым компаниям также следует утвердить предсказуемую и стабильную дивидендную политику, что позволит повысить их стоимость и максимизировать доходы от реализации акций.

Денежные средства, полученные от инвесторов должны направляться на системные улучшения: покрытие дефицита инвестиционных программ, имеющих наибольшую экономическую эффективность, а также на проекты по реновации действующего оборудования, консолидации электросетевых активов, учету электроэнергии и т.д. Вырученные средства можно, в исключительных случаях, направлять на сглаживание последствий ухода от перекрестного субсидирования.

Целевые показатели на 2017 год

- Сокращение операционных издержек на потребителя на 40% по всей цепочке передачи и распределения электроэнергии по сравнению с уровнем 2012 г. (без учета инфляции);
- Снижение уровня потерь электроэнергии до 7,5% в среднем по РСК и 3,5% по ЕНЭС;
- Повышение инвестиционной эффективности в ЭСК в среднем на 30%;
- Консолидация ЭСК, снижение доли ТСО с 31 до 24% от выручки конечных потребителей.