

8. ПРОБЛЕМЫ ИНВЕСТИРОВАНИЯ

8.1. ИНСТРУМЕНТЫ ОПТИМИЗАЦИИ СТРУКТУРЫ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ВЛОЖЕНИЙ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСНОВНОГО КАПИТАЛА В НОВЫХ УСЛОВИЯХ ТАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Оклей П.И., руководитель Блока производственной деятельности, ОАО «Интер РАО ЕЭС»

В 2011 г. завершился переход электросетевых компаний на новую систему тарифообразования по методу инвестированного капитала (методу **RAB**), которая позволяет электросетевому комплексу заложить прочный фундамент развития отрасли и обеспечить инвестиционную привлекательность для инвесторов. В тоже время, многое зависит от того, как именно электросетевые предприятия будут использовать возможности новой системы тарифного регулирования.

Новая система тарифообразования позволяет также проводить корректный расчет эффективности инвестиционных вложений электросетевых компаний. В частности, в данной статье представлены методы расчета **NPV** инвестиционных проектов электросетевых предприятий в зависимости от типа инвестиционного проекта.

Однако главной особенностью новой системы тарифообразования является то, что она позволяет в полной мере реализовать управление электросетевыми компаниями на основе экономической добавленной стоимости (**EVA**), что, по сути, является основой инвестиционной привлекательности электросетевого комплекса. В данной статье представлен метод оптимизации структуры инвестиционной программы электросетевых компаний, ориентированный на максимизацию роста экономической добавленной стоимости.

Параметры тарифного регулирования по методу **RAB** являются основой для разработки кредитной политики электросетевой компании. Влияние таких параметров на условия привлечения заемных средств также рассмотрено в данной статье.

ВВЕДЕНИЕ

Переход на новую систему тарифного регулирования по методу инвестированного капитала в электросетевом комплексе ознаменовал новый виток в развитии и реформировании данной отрасли в Российской Федерации.

Электросетевые компании, выделенные в ходе реформы в отдельный вид бизнеса и действующие в естественно-монопольном секторе, являются инфраструктурной базой функционирования рынков электроэнергии и мощности.

Изменив систему тарифообразования с системы «Затраты +» на систему по методу инвестированного капитала (методу **RAB**), государство четко обозначило, что электросетевой комплекс не просто обслуживающий инфраструктурный придаток, а самостоятельный вид бизнеса, способный генерировать доходы для владельцев данного бизнеса. Тарифообразование по методу **RAB** (англ. regulatory asset base) позволяет существенно повысить эффективность электросетевого бизнеса, гарантируя включение в расчет тарифа не только необходимые затраты на функционирование электросетевых компаний, но и возврат на инвестированный капитал, а также определенный доход (по ставке, установленной на государственном уровне) на вложенные инвестиции.

Метод доходности инвестированного капитала позволяет также получать дополнительную прибыль от экономии операционных затрат в течение текущего и одного будущего 5-летнего периода тарифного регулирования.

Обеспечение надежности электроснабжения остается главным показателем электросетевых компаний, но уже не единственным, поскольку вторым наиважнейшим критерием электросетевого бизнеса выступает рост акционерной стоимости или рост экономической добавленной стоимости (англ. economic

value added, **EVA**). В частности, можно отметить такие работы отечественных исследователей, посвященные вопросам управления компаниями на основе экономической добавленной стоимости, как Козырь Ю. [18, 19], Валдайцев С.В. [5], Запорожский А.И. [13], Клоков В.И. [15], а также работы западных ученых – Коупленд Т. [21], Винс Р. [7], Каплан Р. [14].

Внедрение новой системы тарифного регулирования завершилось в 2011 г. Несмотря на появление исследований в области управления активами электросетевых компаний (носящие, как правило, теоретический характер) – Ключковой Н.В. [16, 17], Волковой И.О. [8], до сих пор отсутствуют конкретные инструменты управления активами электросетевых компаний, ориентированные на максимизацию стоимости основного капитала в новых условиях тарифного регулирования.

Внедрение новой системы тарифного регулирования требует существенного пересмотра принципов управления электросетевыми компаниями. В первую очередь это относится к области управления активами.

Наиболее эффективными окажутся те электросетевые компании, руководство которых в полной мере сможет использовать возможности нового тарифного регулирования. Таким образом, наибольшее внимание руководства электросетевых компаний сегодня заслуживают следующие параметры:

- объем инвестиционной программы,
- источники финансирования инвестиционной программы,
- показатели эффективности инвестиционных проектов,
- структура инвестиционной программы.

«Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов» Шахназарова А.Г., Лившица В.Н. и Коссова В.В. [25] являются основой для современной оценки эффективности инвестиционных проектов в отечественной практике. Также можно выделить исследования в данной области Виленского П.Л. и Смоляка С.А. [6], а также зарубежных ученых таких, как Брейли Р., Майерс С. [4].

В данной статье представлена попытка, с одной стороны, разработать методику расчета эффективности инвестиционных проектов электросетевых предприятий в условиях тарифного регулирования по методу инвестированного капитала, а с другой, – разработать методы оптимизации структуры инвестиционной программы электросетевой компании, ориентированные на рост экономической добавленной стоимости.

1. ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПЛЕКС РОССИИ: НОВАЯ СИСТЕМА ТАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И ЕЕ СВЯЗЬ С EVA

В ходе реформы электроэнергетики изменена структура отрасли:

- осуществлено разделение естественно-монопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, выполнявших все эти функции;
- созданы структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности.

Электросетевой комплекс РФ относится к естественным монополиям. Структура электросетевого комплекса РФ представлена на рис. 1.

Электрические сети являются связующим звеном между электрическими станциями и потребителями электроэнергии. С помощью электросетей отдельные источники электроэнергии и потребители объединяются в электроэнергетическую систему. Электрическая сеть – это совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их электрических линий, размещенных на территории региона.

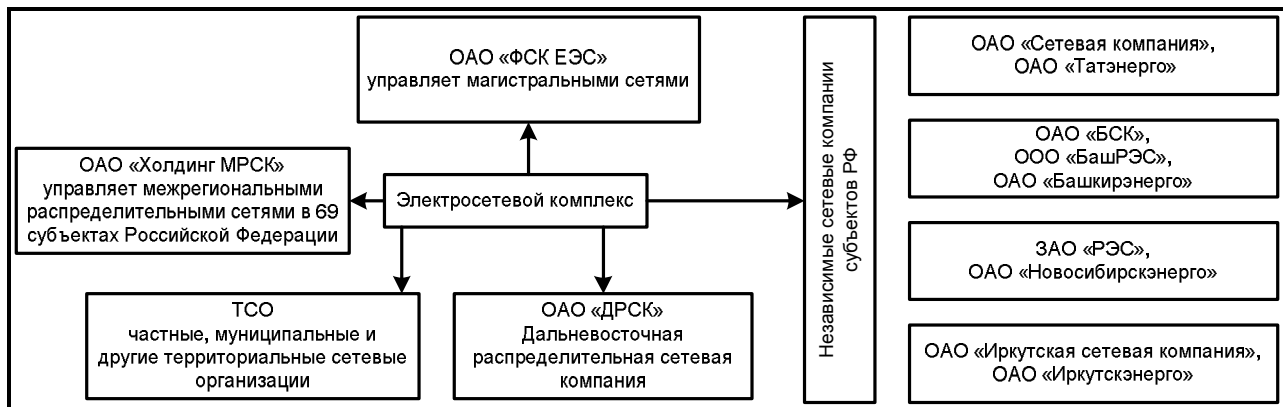


Рис. 1. Структура электросетевого комплекса России

Электрические подстанции предназначены для преобразования и распределения электрической энергии.

Электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электроэнергии на расстояние, называется линией электропередачи (ЛЭП). По функциональному назначению ЛЭП можно разделить на две большие группы: межсистемные (магистральные) и распределительные. Межсистемные (магистральные) ЛЭП выполняют функцию транспорта энергии между энергосистемами. Это обычно линии высокого напряжения – 750 кВ, 500 кВ, 330 кВ, 220 кВ. Открытое акционерное общество (ОАО) «ФСК ЕЭС» управляет магистральными сетями.

В результате реорганизации ОАО РАО «ЕЭС России» путем выделения было создано ОАО «Холдинг МРСК». ОАО «Холдинг МРСК» – это компания, объединяющая в своей структуре межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), научно-исследовательские и проектно-конструкторские институты, строительные и сбытовые организации.

Около 100 филиалов МРСК (региональных электросетевых компаний – далее РСК) расположены на территории 69 субъектов Российской Федерации. Общая протяженность сетей компаний, входящих в ОАО «Холдинг МРСК», превышает 2 млн. км [29].

В настоящее время в электроэнергетике накопился ряд проблем, негативно влияющих на функционирование энергосистемы. К этим проблемам, в частности, относится высокая степень износа основных фондов и несоответствие производственного потенциала мировому научно-техническому уровню.

Среди задач, которые приходится решать в настоящее время распределительному сетевому комплексу России, одно из основных мест принадлежит выработке концепции и программ обеспечения технического перевооружения, где важнейшим компонентом является привлечение инвестиций. Устойчивое функционирование энергетического комплекса во многом зависит от:

- экономически обоснованной тарифной политики, позволяющей выявить резервы для формирования инвестиционной составляющей для реализации энергетических программ, которая представляет собой важный фактор успешного развития экономической системы в условиях высокой энергоёмкости производства;
- разработки управленческих (организационных) инструментов инвестиционной политики, позволяющих разработать оптимальную структуру инвестиционных вложений и максимизировать полезный эффект от инвестиций, чему посвящена настоящая статья.

С 2009 г. в электросетевом комплексе РФ начался переход на систему тарифного регулирования по методу доходности инвестированного капитала (**RAB**). Метод **RAB** – инструмент тарифного регулирования, направленный на стимулирование инвестиционных процессов. Положительный эффект от внедрения данного метода будет зависеть от того, как этим инструментом воспользуются как сетевые компании, так и регулирующие органы.

Метод **RAB** предполагает формирование тарифов на основе долгосрочного регулирования [20]. Главная и принципиальная новизна метода в том, что он устанавливает возможность для регулируемой компании получения прибыли, адекватной инвестированного в компанию капитала.

Рассмотрим основы формирования тарифа по методу **RAB**. Главным параметром метода **RAB**, определяющим доход компании и регулируемый тариф, является необходимая валовая выручка (НВВ), рассчитываемая как сумма производственных расходов компании, дохода на инвестированный капитал и возврата инвестированного капитала [20]. Инвестированный капитал при этом подразделяется на старый и новый: старый – инвестированный капитал до перехода на систему регулирования по методу **RAB**, новый – после.

В первом году регулирования сетевая компания получит доход на весь инвестированный капитал, но в последующие годы база для определения дохода на инвестированный капитал ежегодно будет снижаться на величину возврата инвестированного капитала. Инвестированный капитал возвращается в течение нормативно установленного срока – 35 лет [1].

Таким образом, ежегодный доход электросетевой компании, помимо компенсации производственных расходов, формируют две составляющие: фиксированный ежегодный возврат капитала и ежегодно снижающийся доход на уменьшающийся реинвестированный капитал. Ставка доходности при этом устанавливается нормативно – 12% на 2011 год [3].

На период регулирования для компании может быть согласована инвестиционная программа, предусматривающая новые инвестиции (новый инвестированный капитал). Капитал для каждой порции инвестиций будет возвращаться равными частями в течение срока возврата (35 лет), при этом предполагается, что инвестиции относятся на конец года, в котором они произведены, поэтому их возврат начинается со следующего года.

Объем старого инвестированного капитала рассчитывается независимым оценщиком как стоимость замещения активов, используемых для осуществления регулируемой деятельности, с учетом физического износа. При этом данная стоимость должна быть скорректирована с учетом уровня загрузки мощностей и учитывать текущий уровень задолженности компании.

Производственные расходы сетевой компании подразделяются на [1]:

- операционные расходы (подконтрольные расходы) – operating expenses (**OPEX**);
- расходы, включаемые в необходимую валовую выручку в объеме, определяемом регулирующими органами (неподконтрольные расходы).

В течение долгосрочного периода регулирования регулирующими органами ежегодно производится корректировка НВВ, устанавливаемой на очередной финансовый год, с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от планировавшихся значений параметров расчета тарифов.

Экономия операционных расходов возникает в случае, если фактические операционные расходы за прошедший финансовый год выросли на меньшую величину, чем это было предусмотрено регулирующими органами. При достижении экономии операционных расходов НВВ не пересматривается, что обеспечивает сетевой компании получение выгоды от экономии операционных расходов не только до конца долгосрочного периода регулирования, но и на следующий долгосрочный период регулирования.

Действовавшая ранее система тарифообразования основана на принципе «затраты плюс». Тариф устанавливался ежегодно на основе затрат, которые смогла подтвердить регулируемая организация. Сетевые компании при таком регулировании заинтересованы в том, чтобы включить в тариф как можно больше затрат.

Схематично расчет НВВ по методу **RAB** представлен на рис. 2.

Как предполагается, внедрение метода доходности инвестированного капитала принесет ряд положительных моментов, оказывающих существенное влияние

на развитие электросетевого комплекса страны. Вот основные из них:

- снижение субъективности в определении тарифов на услуги сетевых компаний и рост прогнозируемости их деятельности за счет долгосрочного характера тарифообразования;
- стимулирование инвестиционных процессов;
- стимулирование сетевых компаний к снижению операционных затрат (так как они имеют возможность получать экономию в течение следующего периода тарифного регулирования);
- контроль качества оказываемых сетевой компанией услуг.

Метод **RAB** характеризуется не только усложнением расчетных процедур. Принципиально должны измениться принципы формирования финансово-экономической стратегии сетевых компаний. Если раньше стратегия заключалась в ежегодном отстаивании в регулирующих органах затрат сетевой компании по принципу «проси больше – получишь меньше», то теперь сетевые компании нуждаются в построении долгосрочной финансовой стратегии, инструментами которой являются долгосрочное прогнозирование и моделирование финансово-экономической деятельности предприятия.

Успешность применения метода **RAB** зависит от того, как этим инструментом воспользуются электросетевые компании. Внедрение **RAB**-регулирования требует определенной подготовки. В первую очередь это относится к высшему руководству сетевых компаний, которое должно изменить подходы к управлению предприятием. Должны повыситься требования к профессионализму как менеджмента компаний, так и специалистов финансово-экономических подразделений, так как ответственность за принятие финансово-экономических решений возрастает. Если сетевая компания стремится стать эффективной и прибыльной, что в конечном итоге выражается в ее рыночной стоимости, ей нужна новая стратегия формирования производственной и инвестиционной программ, а также взвешенная дивидендная политика и политика привлечения заемного финансирования.



Рис. 2. Модель формирования НВВ по методу **RAB**

Функционирование предприятий электроэнергетики в особых непростых постреформенных условиях, когда полностью законодательно не урегулированы взаимоотношения между вновь образованными участниками рынка электроэнергии (в частности это касается проблем взаимоотношений электросетевых компаний и энергосбытовых), сказываются последствия финансового кризиса 2008-2010 гг., заставляет руководство электросетевых компаний формулировать задачи оптимизации своей экономической стратегии и, в частности, относительно моделей управления активами с целью оптимизации структуры инвестиционной программы для обеспечения бесперебойного снабжения электроэнергией и достижения экономического эффекта для предприятия.

Интересным представляется исследование Волковой И.О. на эту тему [8]. В нем сделано важное заключение о необходимости учета системы тарифообразования: «Финансирование управления производственными активами ТЭСК предлагается осуществлять с учетом специфики регулирования тарифов на их услуги по транспорту электроэнергии и мощности и на базе системы целей ТЭСК. Система целевых показателей эффективности управления производственными активами должна учитывать основные параметры регулирования тарифов на транспорт электроэнергии и мощности с использованием метода нормирования доходности инвестированного капитала» [8, с. 14].

В данном исследовании отмечена необходимость стратегической ориентации на рост экономической добавленной стоимости: «Развитие производственных активов предполагает формирование инвестиционной программы на основе отбора инвестиционных проектов по критериям важности (приоритета) и влияния на повышение добавленной стоимости компании с учетом необходимости обеспечения резерва мощностей» [8, с. 14]. Далее Волкова И.О. пишет: «В предложенной системе управления производственными активами ТЭСК для оценки степени достижения поставленных целей разработана оригинальная система целевых показателей эффективности (ЦПЭ). Она состоит из трех групп ЦПЭ:

- технологические показатели эффективности оценивают влияние управления производственными активами на уровень надежности ЕНЭС, изменение технологических параметров ЕНЭС и уровня их состояния и развития;
- экономические показатели эффективности оценивают степень использования ресурсов при управлении производственными активами и выполнение (достижение) основных стоимостных показателей;
- организационные показатели эффективности оценивают уровень планирования и организации управления производственными активами» [8, с. 17].

Вот, что относится к экономическим показателям эффективности в ее исследовании:

- «удельная прибыль, руб./1 МВт;
- удельные расходы на владение производственными активами, руб./1 МВт;
- доход от передачи дополнительного объема электроэнергии, обусловленной введением новых мощностей, руб.;
- удельные инвестиционные вложения, руб./1 МВт,
- ущерб окружающей среде, руб.;
- ущерб третьим лицам, руб.» [8, с. 18].

К сожалению, ни один из перечисленных показателей не оценивает эффективность реализуемых инвестиционных проектов в составе инвестиционной программы электросетевых компаний. На основе данных показателей можно формировать структуру инвести-

ционной программы, но управлять экономической добавленной стоимостью компании на основе таких показателей невозможно.

Решением задачи управления экономической добавленной стоимостью электросетевого предприятия является разработка методики оптимизации структуры инвестиционных вложений электросетевой компании в целях повышения эффективности основного капитала в новых условиях тарифного регулирования.

Из всех существующих показателей, предназначенных для оценки процесса создания стоимости компании, **EVA** является самым известным и распространенным [28, с. 60]. Причина этого в том, что данный показатель сочетает простоту расчета и возможность определения стоимости компании. **EVA** является индикатором качества управленческих решений: постоянная положительная величина этого показателя свидетельствует об увеличении стоимости компании, тогда как отрицательная – о ее снижении.

Базовым положением концепции **EVA** является создание стоимости для инвестора, когда операционный доход превышает средневзвешенную стоимость задействованного капитала в абсолютном размере.

Показатель **EVA** определяется как разница между скорректированной величиной чистой прибыли и стоимостью использованного для ее получения инвестированного капитала компании (собственных и заемных средств) [30, с. 20]:

$$EVA = NOPAT - WACC * CE,$$

где

NOPAT (англ. net operating profit after taxes) – чистая операционная прибыль после уплаты налогов, скорректированная на величину изменений эквивалентов собственного капитала, но до выплаты процентов;

WACC (англ. weighted average cost of capital) – средневзвешенная стоимость капитала;

CE (англ. capital employed) – сумма инвестированного капитала с учетом эквивалентов собственного капитала. Этот показатель представляет собой сумму всех активов, относящихся к оперативному управлению объекта оценки, за вычетом краткосрочных операционных обязательств.

Оптимизация структуры капитала и управление его стоимостью происходит по двум направлениям. Первое – привлечение более дешевых заемных средств (но с учетом оптимального соотношения собственного и заемного капитала). Второе – распределение финансовых ресурсов между проектами, исходя из максимизации прибыли. Однако для электросетевых предприятий, как будет показано далее, актуально только первое направление.

EVA будет создаваться в том случае, если вложения в проект с учетом затрат на привлечение капитала будут покрываться поступлениями от проекта. Таким образом, увеличение стоимости компании прочно связано с эффективностью проектов, в которые осуществляются инвестиции и, в первую очередь, с таким показателем как **NPV** (англ. net present value) – чистый дисконтированный доход.

В общем случае методика расчета **NPV** заключается в суммировании современных (пересчитанных на текущий момент) величин чистых денежных потоков по всем интервалам планирования за все время реализации проекта. При этом, как правило, учитывается и ликвидационная или остаточная стоимость проекта, форми-

рующая дополнительный денежный поток. Для пере-счета всех указанных величин используются коэффи-циенты приведения, основанные на выбранной ставке дисконтирования. Классическая формула для расчета NPV выглядит следующим образом:

$$NPV = \sum_{i=0}^t \frac{CF_i^{проекта}}{(1 + r_n^{проекта})^i},$$

где $CF_i^{проекта}$ – чистый денежный поток на i -м интервале планирования,
 $r_n^{проекта}$ – ставка дисконтирования по проекту,
 t – горизонт исследования, выраженный в интерва-лах планирования (полный срок реализации проекта).

Показатель чистого дисконтированного дохода имеет понятное экономическое определение, учитывает стои-мость денег во времени, а также риски инвестиционного проекта (через увеличение ставки дисконтирования), имеет четкие критерии принятия решения, позволяет учесть то обстоятельство, что ставки дисконтирования со временем меняются, и позволяет выбирать проекты для целей максимизации стоимости компании.

Возвращаясь к концепции EVA, необходимо отме-тить, что сумма EVA компании соответствует сумме NPV всех проектов, реализуемых компанией (включая текущую деятельность). Таким образом, максимизация EVA электросетевой компании означает максимиза-цию суммы NPV всех реализуемых электросетевой компанией инвестиционных проектов.

Именно оптимизация инвестиционной программы электросетевой компании является инструментом управления EVA электросетевой компании.

2. МЕТОДЫ РАСЧЕТА NPV ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ В НОВЫХ УСЛОВИЯХ ТАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Оценить влияние инвестиционной программы на EVA возможно только в случае, когда известны NPV всех инвестиционных проектов, реализуемых в рамках инвестиционной программы электросетевой компании, а значит, мы не можем обойтись без оценки показате-лей эффективности инвестиционных проектов электросетевой компании.

Ранее, когда тарифное регулирование электроэнер-гетики осуществлялось по методу «Затраты+», оцени-вать эффективность инвестиционных проектов было крайне сложно. Причины этого кроются в принципах тарифного регулирования услуг по передаче электро-энергии. Изначально в ОАО «РАО ЕЭС России», а за-тем в ОАО «ФСК» и ОАО «Холдинг МРСК», предпри-нимались попытки проводить расчеты показателей эффективности электросетевых проектов, однако, очевидно, все эти расчеты были несостоятельными, поскольку тарифообразование по методу «Затраты+» не позволяло получать дополнительную прибыль в виде отдачи на вложенный капитал. С другой стороны, сами вложения нельзя было рассматривать как инве-стиции компании, поскольку финансирование инвести-ционных программ осуществлялось за счет «инвести-ционной составляющей» в тарифе на услуги по пере-даче электроэнергии, которую регулирующие органы

выделяли в индивидуальном порядке для каждой электросетевой компании, т.е. в действительности это были инвестиции конечных потребителей, а электро-сетевая компания выступала как посредник.

Ситуация коренным образом меняется с внедрением RAB-регулирования, которое рассматривает инвести-ционную программу РСК как реальные инвестиции и позволяет получать дополнительную прибыль на эти инвестиции:

- во-первых, предусматривается возврат вложенных средств в течение 35 лет;
- во-вторых, предусматривается получение дохода на инве-стиции по ставке, установленной регулирующими органами, - 12% на 2011 год.

Поскольку срок возврата инвестиций и доходность на инвестиции устанавливаются на государственном уров-не, показатели эффективности инвестиционных проектов в электросетевом комплексе будут более прогнозируемы.

В новых условиях уже не только можно, но и нужно проводить оценку эффективности инвестиционных про-ектов электросетевых организаций. Оценка эффектив-ности инвестиционных проектов возможна только в том случае, когда удастся однозначно определить все де-нежные потоки, генерируемые реализацией инвестици-онного проекта. В случае, когда инвестиционный проект реализуется за счет собственных средств, можно выде-лить следующие денежные потоки электросетевой ком-пании, вызванные реализацией проекта:

- денежные потоки, связанные с инвестированием денеж-ных средств в инвестиционный проект;
- денежные потоки, связанные с возвратом инвестирован-ных средств в проект в течение 35-ти лет;
- денежные потоки, связанные с получением дохода на ин-вестированные в проект средства в течение 35 лет по ставке, устанавливаемой регулирующими органами.

Иные денежные потоки, генерируемые инвестицион-ным проектом, могут возникнуть только и только в том случае, если инвестиционный проект имеет побочные эффекты, которые отражаются на изменении затрат, либо на росте выручки электросетевой компании. Бо-лее подробно такое влияние будет рассмотрено да-лее. В данном параграфе пока предположим, что реа-лизация инвестиционных проектов не оказывает влия-ние на затраты и выручку электросетевой компании, тем более, что относительно части инвестиционных проектов именно так и происходит, а большинство ин-вестиционных проектов оказывает незначительное влияние на затраты и выручку.

В случае, когда инвестиционный проект реализуется за счет заемных средств, дополнительно присутствуют следующие денежные потоки электросетевой компании:

- получение заемных средств;
- погашение заемных средств;
- уплата процентов (и дисконта в случае вексельного зай-ма) кредиторы.

Для расчета показателей эффективности инвестици-онных проектов (без учета влияния на затраты и вы-ручку) электросетевой компании введем обозначения:

- L – срок возврата инвестированного капитала;
- R^N – норма доходности инвестированного капитала;
- LK – срок кредитования;
- R^K – средняя процентная ставка по кредитам;
- I – объем инвестирования в инвестиционный проект.

Предположим, что какая-то электросетевая компания реализует инвестиционный проект стоимостью I (без учета налога на добавленную стоимость, НДС) в мо-мент времени (год) $i = 1$. Если инвестиционный проект

реализуется за счет собственных средств электросетевой компании, тогда ежегодный возврат инвестированного капитала по данному проекту составит:

$$VIK_i = \frac{I}{L}, i = \overline{2, L+1}$$

Ежегодный доход на инвестиции в по данному инвестиционному проекту составит:

$$IIIK_i = (I - \frac{I}{L} * (i - 2)) * R^N, i = \overline{2, L+1}.$$

Обозначим за DP_i денежный поток по инвестиционному проекту в момент времени i , тогда все денежные потоки по инвестиционному проекту будут следующими:

$$DP_i = -I - \text{инвестирование в проект в году } 1;$$

$$DP_i = I * \frac{1 + (L + 2 - i) * R^N}{L} - \text{получение возврата и}$$

дохода на инвестиции в период со 2-го по 36-й годы.

Для расчета чистого дисконтированного дохода определим ставку дисконтирования на уровне 11% годовых, так как предположительно она, с одной стороны, не должна быть ниже, чем процентная ставка по заемным средствам, а с другой – не выше нормативной доходности на инвестированный капитал, которая на текущий момент утверждена в размере 12% годовых. При ставке дисконтирования ниже, чем процентная ставка по заемным средствам, привлечение заемных средств для финансирования инвестиций будет означать, что электросетевая компания отдает часть добавленной стоимости кредитору. При ставке дисконтирования выше, чем нормативная доходность на инвестированный капитал реализация инвестиционного проекта будет приносить отрицательный NPV и, следовательно, экономически нецелесообразна для компании.

Обозначим ставку дисконтирования по инвестиционному проекту электросетевой компании за r . Тогда NPV инвестиционного проекта определяется по формуле:

$$NPV = \sum_{i=1}^{L+1} \left(\frac{DP_i}{(1+r)^{i-1}} \right) = I * \left(\sum_{i=2}^{L+1} \frac{1 + (L + 2 - i) * R^N}{L * (1+r)^{i-1}} - 1 \right),$$

а IRR рассчитывается из уравнения:

$$\sum_{i=2}^{L+1} \frac{1 + (L + 2 - i) * R^N}{L * (1 + IRR)^{i-1}} - 1 = 0.$$

Если инвестиционный проект реализуется за счет заемных средств, тогда, в случае равномерного погашения основного долга по заемным средствам, ежегодное погашение денежных средств по инвестиционному проекту составит:

$$PK_i = \frac{I}{LK}, i = \overline{2, LK + 1}$$

Ежегодная уплата процентов по заемным средствам составит:

$$PR_i = I * \frac{LK + 2 - i}{LK} * R^K, i = \overline{2, LK + 1}.$$

Для случая, когда основной долг по заемным средствам погашается разовым платежом в конце срока, соответствующие формулы будут выглядеть следующим образом:

$$PK_{LK+1} = I;$$

$$PR_i = I * R^K, i = \overline{2, LK + 1}.$$

Тогда, в случае равномерного погашения основного долга по заемным средствам, NPV инвестиционного проекта определяется по формуле:

$$NPV = I * \left(\sum_{i=2}^{LK+1} \frac{1 + (L + 2 - i) * R^N}{L * (1+r)^{i-1}} - \frac{1 + (LK + 2 - i) * R^K}{LK} \right) + \sum_{i=LK+2}^{L+1} \frac{1 + (L + 2 - i) * R^N}{L * (1+r)^{i-1}}.$$

А в случае, когда основной долг по заемным средствам погашается разовым платежом в конце срока, NPV инвестиционного проекта определяется по формуле:

$$NPV = I * \left(\sum_{i=2}^{LK+1} \frac{1 + (L + 2 - i) * R^N}{L * (1+r)^{i-1}} - R^K \right) + \sum_{i=LK+2}^{L+1} \frac{1 + (L + 2 - i) * R^N}{L * (1+r)^{i-1}} - \frac{1}{(1+r)^{i-1}}.$$

Полученные формулы позволяют провести анализ эффективности инвестиционных проектов электросетевых предприятий (используя основные показатели эффективности: NPV и IRR), а также сделать ряд важных заключений относительно стратегии финансирования инвестиционной программы (для случаев, когда инвестиционные проекты не имеют побочных эффектов):

- В случае финансирования инвестиционного проекта за счет собственных средств внутренняя норма доходности любого инвестиционного проекта равна нормативной доходности на инвестированный капитал. То есть на текущий момент IRR всех инвестиционных проектов электросетевых компаний составит 12% годовых. В случае изменения нормативной доходности IRR будет меняться. Причем, в случае уменьшения нормативной доходности, IRR снизится и будет находиться между старой и новой величиной нормативной доходности, так как часть дохода на инвестиции начислялась по ставке 12% годовых, а часть – по более низкой ставке. При ставке дисконтирования равной 11% (и любой другой меньше 12%) инвестиционные проекты всегда будут иметь положительное значение NPV , а при ставке дисконтирования выше 12% – всегда отрицательное значение NPV .
- В случае использования заемных средств для финансирования инвестиционного проекта электросетевая компания может получить дополнительную добавленную стоимость или наоборот – отрицательную в зависимости от условий получения заемного финансирования к NPV этого проекта в случае финансирования за счет собственных средств. При этом исходными параметрами для нас являются:

r – ставка дисконтирования,

LK – срок кредитования,

R^K – кредитная ставка.

Рассмотрим сначала вариант, когда проект финансируется заемными средствами при этом основной долг по заемным средствам погашается равномерно в течение срока кредитования. На рис. 3 представлен график изменения IRR инвестиционного проекта в зависимости от изменения процентной ставки по кредиту и срока кредитования. Очевидно, что IRR проекта не меняется при изменении ставки дисконтирования, так как IRR сама является ставкой дисконтирования, при которой NPV проекта обращается в ноль.

В соответствии с представленным графиком (см. рис. 3) можно видеть, что, в независимости от срока кредитования при процентной ставке по заемным средствам, равной нормативной доходности ($R^K = R^N$), IRR инвестиционных проектов не меняется и равна

нормативной доходности, как в случае финансирования инвестиционных проектов за счет собственных средств ($IRR = R^K = R^N$).

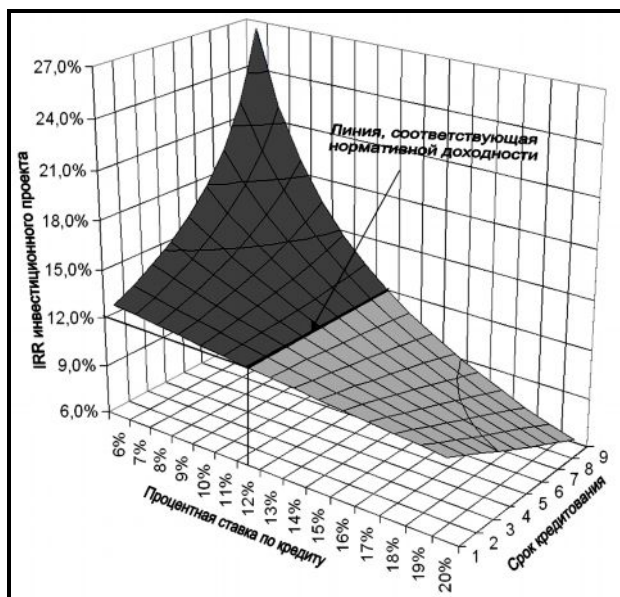


Рис. 3. Изменение *IRR* инвестиционного проекта электросетевой компании в зависимости от изменения процентной ставки по кредиту и срока кредитования, когда основной долг по заемным средствам погашается равномерно в течение срока кредитования

В случае роста процентной ставки по заемным средствам *IRR* снижается и наоборот, в случае снижения процентной ставки по заемным средствам *IRR* увеличивается. Рост срока кредитования увеличивает соответственно степень роста или снижения *IRR*. Другими словами при росте срока кредитования влияние заемного финансирования на *IRR* возрастает.

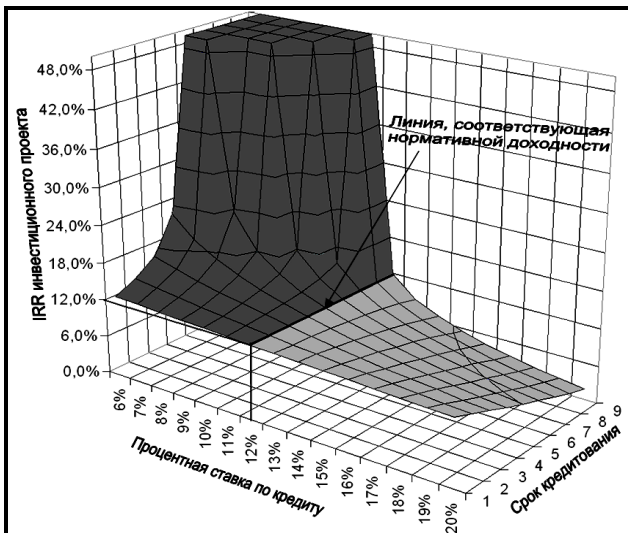


Рис. 4. Изменение *IRR* инвестиционного проекта электросетевой компании в зависимости от изменения процентной ставки по кредиту и срока кредитования, когда основной долг по заемным средствам погашается одновременно в конце срока кредитования

Аналогичным образом дело обстоит и в случае, когда основной долг по заемным средствам погашается одновременно в конце срока кредитования (рис. 4). В то же время влияние заемного финансирования на *IRR* возрастает так, что при определенных условиях (достаточно низкой ставке кредитования и достаточно большом сроке кредитования) *IRR* проекта принимает бесконечно большое значение, т.е. ее определить не возможно.

И в том и в другом случае в независимости от срока кредитования при процентной ставке по заемным средствам равной нормативной доходности, *IRR* инвестиционного проекта не меняется и равна нормативной доходности. Означает ли это, что при процентной ставке по заемным средствам равной нормативной доходности для электросетевой компании нет никакой разницы: финансировать инвестиционный проект за счет собственных средств или за счет заемных?

Для ответа на данный вопрос необходимо проанализировать, как изменяется *NPV* инвестиционного проекта, так как именно *NPV* проектов увеличивает добавленную стоимость электросетевой компании. Снова рассмотрим сначала вариант, когда проект финансируется заемными средствами, при этом основной долг по заемным средствам погашается равномерно в течение срока кредитования. На рис. 5 представлен график изменения *NPV* инвестиционного проекта стоимостью 100 млн. руб. в зависимости от изменения процентной ставки по кредиту и срока кредитования (ставка дисконтирования $r = 11\%$).

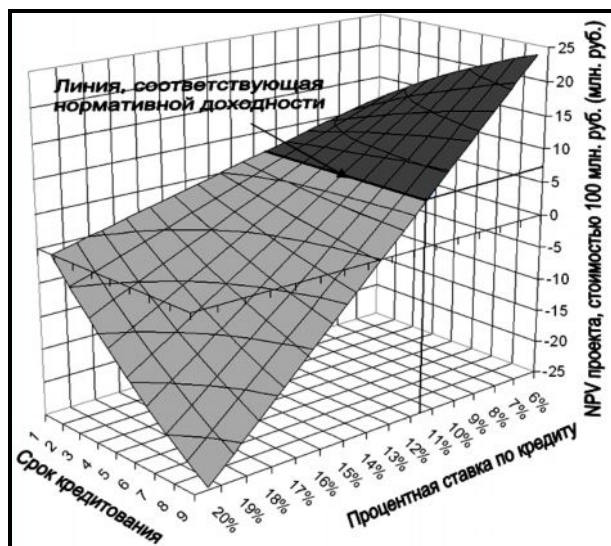


Рис. 5. Изменение *NPV* инвестиционного проекта электросетевой компании в зависимости от изменения процентной ставки по кредиту и срока кредитования, когда основной долг по заемным средствам погашается равномерно в течение срока кредитования (при ставке дисконтирования 11%)

Из представленного графика (рис. 5) видно, что при ставке кредитования, равной 12%, *NPV* инвестиционного проекта будет меньше, чем в случае финансирования проекта собственными средствами. Только при ставке кредитования, равной 11% ($R^K = r$), *NPV* проекта соответствует величине *NPV* проекта, финансируемого собственными средствами. Такая же картина и в случае, когда основной долг по заемным средствам погашается одновременно в конце срока кредитования (рис. 6).

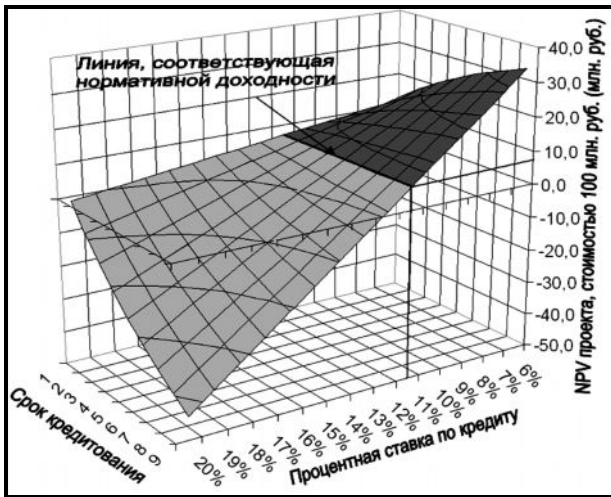


Рис. 6. Изменение NPV инвестиционного проекта электросетевой компании в зависимости от изменения процентной ставки по кредиту и срока кредитования, когда основной долг по заемным средствам погашается единовременно в конце срока кредитования (при ставке дисконтирования 11%)

Таким образом, в случае, если $R^K = r$, с точки зрения максимизации EVA для электросетевой компании безразлично, финансировать проект собственными средствами или заемными. Однако необходимо учитывать, что в случае финансирования проекта заемными средствами собственные средства остаются в распоряжении компании. В случае если процентная ставка по заемным средствам ниже ставки дисконтирования, то, очевидно, что привлечение заемных средств для финансирования инвестиционной программы электросетевой компании принесет дополнительную добавочную стоимость по сравнению с финансированием инвестиционной программы за счет собственных средств.

Однако как быть в случае, если электросетевая компания не имеет собственных источников финансирования инвестиционной программы, а процентная ставка по заемным средствам выше, чем ставка дисконтирования? По графикам (см. рис. 5 и 6) видно, что при ставке кредитования, выше 11%, инвестиционный проект может иметь положительный NPV . Таким образом, для целей максимизации EVA электросетевая компания должна использовать заемное финансирование (при отсутствии собственного) даже в случае, если процентная ставка по кредитам выше ставки дисконтирования, но только в том случае, если NPV проекта при этом остается положительным.

На рис. 7 и 8 представлен график максимальной ставки по заемным средствам в зависимости от ставки дисконтирования и срока кредитования, когда NPV инвестиционного проекта обращается в ноль для случаев погашения долга по заемным средствам равномерно в течение срока кредитования и единовременным платежом в конце срока кредитования соответственно.

Из данных графиков (см. рис. 7 и 8) видно, что при ставке дисконтирования, равной нормативной доходности ($r = R^N$), ставка по кредитам не должна превышать нормативную доходность в независимости от срока кредитования. При снижении ставки дисконтирования максимальная процентная ставка по заемным средствам может быть выше нормативной доходности и наоборот. В какой-то момент (при достаточно высокой

ставке дисконтирования) процентная ставка по заемным средствам может быть только отрицательной. Это свидетельствует о том, что, либо ставка дисконтирования определена некорректно, либо нормативная доходность настолько низкая, что исключает возможность эффективной реализации инвестиционной программы.

Анализ ключевых параметров финансирования инвестиционной программы электросетевых предприятий может быть использован для принятия стратегических решений относительно источников и параметров финансирования инвестиционной программы.

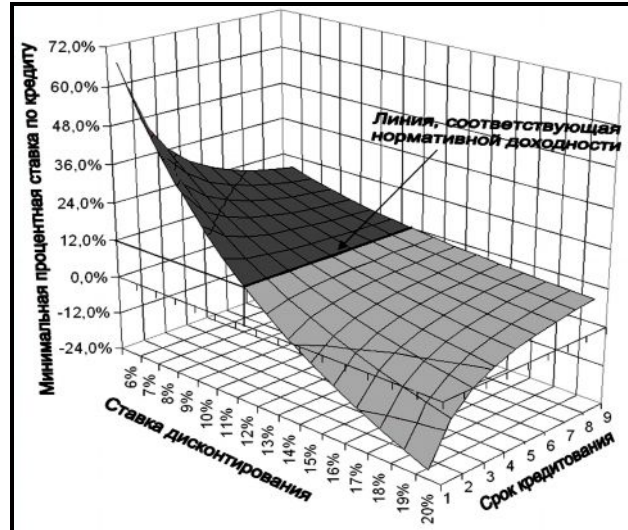


Рис. 7. Изменение максимальной процентной ставки по заемным средствам (когда NPV проекта обращается в ноль) в зависимости от изменения ставки дисконтирования и срока кредитования, когда основной долг по заемным средствам погашается равномерно в течение срока кредитования

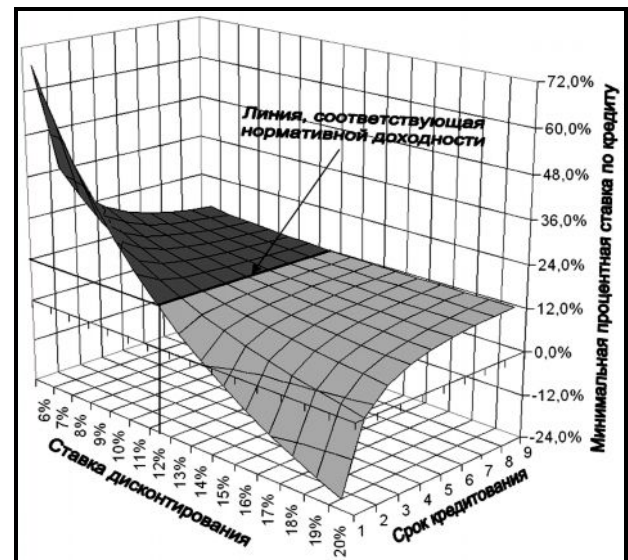


Рис. 8. Изменение максимальной процентной ставки по заемным средствам (когда NPV проекта обращается в ноль) в зависимости от изменения ставки дисконтирования и срока кредитования, когда основной долг по заемным средствам погашается единовременно в конце срока кредитования

Казалось бы, на этом исследования должны завершиться, так как электросетевая компания максимизирует объем своей инвестиционной программы (путем согласования максимально возможного объема инвестиций с регулирующими органами) и получает гарантированную доходность на инвестиции. Однако метод **RAB** дает возможности для получения дополнительной прибыли, а именно получать дополнительную прибыль в текущем и последующем долгосрочном (5-летнем) периоде регулирования от экономии операционных затрат, и снижения потерь электроэнергии. Тогда может ли электросетевая компания сформировать свою инвестиционную программу так, чтобы получить экономию от операционных затрат и сокращения потерь электроэнергии? Ответ на этот вопрос положительный. Это приводит к необходимости рассмотреть оценку дополнительных эффектов, возникающих при реализации инвестиционных проектов. Для оценки этих эффектов необходимо рассмотреть структуру инвестиционной программы электросетевой компании. Структуру инвестиционной программы МРСК можно представить следующим образом:

- новое строительство электросетевых активов;
- реконструкция с расширением электросетевых активов;
- реконструкция электросетевых активов;
- приобретение и реконструкция прочих основных средств.

По сути, государственные органы определяют новое строительство электросетевых объектов и реконструкцию электросетевых объектов, связанной с подключением новых потребителей, в зависимости от потребностей крупных потребителей в соответствии с программами развития регионов. А реконструкцию электросетевых объектов, а также приобретение и реконструкцию прочих основных средств для целей обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения опре-

деляет сама электросетевая компания. Именно в этой части, она и формирует инвестиционную программу.

С целью роста **EVA**, электросетевая компания может оптимизировать свою (ограниченную) часть инвестиционной программы, таким образом, чтобы получить максимальную экономию операционных затрат и снижение потерь электроэнергии, поскольку замена или реконструкция изношенного оборудования, безусловно, оказывает влияние на объем ремонтной программы и размер потерь электроэнергии.

Если для каждого потенциального инвестиционного проекта составить ежегодное сокращение ремонтной программы и снижение потерь электроэнергии в результате реализации данного проекта, то, очевидно, данные изменения необходимо учесть в расчете эффективности данного инвестиционного проекта.

Поскольку метод **RAB** дает возможности для получения дополнительной прибыли от экономии операционных затрат, и снижения потерь электроэнергии только в текущем и последующем долгосрочном (5-ти летнем) периоде регулирования, то для определения дополнительного экономического эффекта от реализации проекта (кроме учета в НВВ возврата вложенных средств в течение 35 лет и дохода на инвестиции) достаточно рассмотреть 10-летний период (два долгосрочных периода регулирования).

Рассмотрим подробнее каждый из вышеперечисленных основных типов инвестиционных проектов электросетевой компании.

1. Пример расчета дополнительного эффекта по проекту нового строительства электросетевого объекта представлен в табл. 1.

Таблица 1

ПРИМЕР РАСЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ЭФФЕКТА ПО ПРОЕКТУ НОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБЪЕКТА

Показатели	Усл. обоз.	Ед. изм.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Итого
Ежегодные расходы на обслуживание объекта в ценах года 0	RO_i^0	млн. руб.	-	0,30	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	3,50
Ежегодные операционные расходы РСК в году 0	$OPEX_0$	млн. руб.	1 154,8	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Изменение условных единиц	ΔU_i	у.е.		50	20	-	-	-	-	-	-	-	70
Кол-во условных единиц РСК в году 0	U_0	у.е.	98 163	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Ежегодные расходы на обслуживание объекта	RO_i	млн. руб.	0,00	0,35	0,50	0,53	0,57	0,61	0,65	0,70	0,75	0,80	5,47
Ежегодные операционные расходы РСК	$OPEX_i$	млн. руб.	1 238	1 318	1 398	1 481	1 569	1 662	1 761	1 865	1 976	2 093	X
Ежегодный полезный отпуск по проекту	OE_i	млн. кВтч		5	10	10	10	10	10	10	10	10	85
Нормативный коэффициент потерь э/э	KP_i^{norm}	%	10%	10%	10%	10%	10%	8%	8%	8%	8%	8%	X
Прогнозный коэффициент потерь э/э по проекту	KP_i^{with}	%	-	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	X
Индекс эффективности операционных расходов	ρ_{opex}_i	%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	X
Коэффициент эластичности расходов по количеству активов	ρ_{elast}_i	-	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	X
Индекс потребительских цен	ρ_{price}_i	%	8,3%	7,5%	7,2%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	X
Индекс потребительских цен к 0-му году	K_{price}_i	-	1,083	1,164	1,248	1,335	1,429	1,529	1,636	1,750	1,873	2,004	X
Ежегодный рост тарифа на э/э для компенсации потерь	ρ_{elec}_i	%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	X
Тариф покупки энергии от других организаций розничного рынка	T_i^{elec}	коп./кВтч	99,1	116,9	138,0	162,8	192,1	226,7	267,5	315,7	372,5	439,5	X
Прирост НВВ (ОРЕХ) в результате реализации проекта	PN_i^{opex}	млн. руб.	0	0,50	0,75	0,81	0,87	0,61	0,65	0,70	0,75	0,80	6,45
Экономия потерь э/э (для расчета)	E_i^{elec}	млн. руб.	0	0,12	0,15	0,03	0,04	X	X	X	X	X	0,33
Переходящая экономия потерь э/э	$E_i^{perelec}$	млн. руб.	X	X	X	X	X	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,84
Дополнительная прибыль от экономии потерь э/э (реальная)	P_i^{elec}	млн. руб.	0	0,12	0,28	0,33	0,38	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	1,94
Дополнительная чистая прибыль по проекту	P_i^{total}	млн. руб.	0	0,22	0,43	0,48	0,54	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	2,50
Компенсация налога на прибыль	KNP_i	млн. руб.	-	-	0,00	0,06	0,12	0,28	-	-	-	-	0,47
Общий дополнительный эффект от реализации проекта	E_i^{total}	млн. руб.	0	0,22	0,43	0,54	0,66	0,43	0,16	0,17	0,18	0,19	2,97
Дисконтированный дополнительный эффект от реализации проекта	DE_i^{total}	млн. руб.	0	0,20	0,35	0,40	0,44	0,25	0,08	0,08	0,08	0,07	1,95

Опишем расчет итогового дополнительного эффекта по проекту нового строительства электросетевого объекта в соответствии с условными обозначениями, представленными в табл. 1:

$$K_i^{price} = \prod_{j=1}^i (1 + I_j^{price});$$

$$RO_i = RO_i^0 * K_i^{price};$$

$$OPEX_i = OPEX_0 * \prod_{j=1}^i (1 - \frac{I_j^{opex}}{100\%}) * K_i^{price};$$

$$T_i^{elec} = T_1^{elec} * \prod_{j=1}^i (1 + I_j^{elec});$$

$$PN_i^{opex} = \frac{\Delta U_i * OPEX_i * I_i^{elast}}{U_0} + PN_{i-1}^{opex} * (1 + I_i^{price}), i \neq 6, PN_0^{opex} = 0;$$

$$PN_6^{opex} = \frac{\Delta U_6 * OPEX_6 * I_6^{elast}}{U_0} + RO_6 * (1 + I_6^{price});$$

$$E_i^{elec} = \frac{OE_i * (KP_i^{norm} - KP_i^{with}) * T_i^{elec}}{100} - \sum_{j=1}^{i-1} (E_j^{elec} * \frac{K_{j+1}^{price}}{K_j^{price}}), i = \overline{1,5};$$

$$E_6^{perelec} = \frac{4 * E_5^{elec}}{5} + \frac{3 * E_4^{elec} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5},$$

если

$$E_6^{perelec} = \frac{4 * E_5^{elec}}{5} + \frac{3 * E_4^{elec} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5} > 0,$$

Ноль, если:

$$E_6^{perelec} = \frac{4 * E_5^{elec}}{5} + \frac{3 * E_4^{elec} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5} \leq 0.$$

$$E_i^{perelec} = E_{i-1}^{perelec} * (1 + I_i^{price}), i = \overline{7,10};$$

$$P_i^{elec} = \frac{OE_i * (KP_i^{norm} - KP_i^{with}) * T_i^{elec}}{100}, i = \overline{1,5};$$

$$P_i^{elec} = \frac{OE_i * (KP_i^{norm} - KP_i^{with}) * T_i^{elec}}{100} + E_i^{perelec}, i = \overline{6,10};$$

$$P_i^{total} = (PN_i^{opex} + P_i^{elec} - RO_i) * 0,8, i = \overline{1,5};$$

$$P_i^{total} = PN_i^{opex} + P_i^{elec} - RO_i, i = \overline{6,10};$$

$$KNP_i = \frac{0,2}{0,8} * P_{i-2}^{total} * \frac{K_i^{price}}{K_{i-2}^{price}}, i = \overline{3,5};$$

$$KNP_6 = \frac{0,2}{0,8} * P_4^{total} * \frac{K_6^{price}}{K_4^{price}} + \frac{0,2}{0,8} * P_5^{total} * \frac{K_6^{price}}{K_5^{price}};$$

$$E_i^{total} = P_i^{total} + KNP_i;$$

$$DE_i^{total} = \frac{E_i^{total}}{(1+r)^i};$$

где $r = 11\%$ – ставка дисконтирования

$$DE^{total} = \sum_{i=1}^{10} DE_i^{total},$$

где

DE^{total} – общий дисконтированный дополнительный эффект по проекту нового строительства электросетевого объекта.

2. Пример расчета дополнительного эффекта по проекту реконструкции электросетевого объекта представлен в табл. 2.

Таблица 2

ПРИМЕР РАСЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ЭФФЕКТА ПО ПРОЕКТУ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБЪЕКТА

Показатели	Усл. обоз.	Ед. изм.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Итого
Расходы по объекту без реконструкции (в ценах года 0)	RO_i^{out}	млн. руб.	10	10	10	10	10	7	7	7	7	7	85
Расходы по объекту после реконструкции (в ценах года 0)	RO_i^{with}	млн. руб.	10	7	8	7	7	8	7	7	7	7	75
Расходы по объекту без реконструкции	RO_i^{out}	млн. руб.	10,83	11,64	12,48	13,35	14,29	10,70	11,45	12,25	13,11	14,03	124,14
Расходы по объекту после реконструкции	RO_i^{with}	млн. руб.	10,83	8,15	9,98	9,35	10,00	12,23	11,45	12,25	13,11	14,03	111,4
Ежегодный полезный отпуск по проекту	OE_i	млн. кВтч	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	250
Коэффициент потерь э/э по проекту без реконструкции	KP_i^{out}	%	10%	10%	10%	10%	10%	8%	8%	8%	8%	8%	X
Коэффициент потерь э/э по проекту после реконструкции	KP_i^{with}	%	10%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	X
Индекс потребительских цен	I_i^{price}	%	8,3%	7,5%	7,2%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	X
Индекс потребительских цен к 0-му году	K_i^{price}	-	1,08	1,16	1,25	1,34	1,43	1,53	1,64	1,75	1,87	2,00	X
Ежегодный рост тарифа на э/э для компенсации потерь	I_i^{elec}	%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	X
Тариф покупки энергии от других организаций розничного рынка	T_i^{elec}	коп./Втч	99,1	116,9	138,0	162,8	192,1	226,7	267,5	315,7	372,5	439,5	X
Экономия ОПЕХ в ценах 1-го года (для расчета)	E_i^{opex}	млн. руб.	0,00	3,49	-1,25	1,34	0,00	X	X	X	X	X	3,58
Переходящая экономия ОПЕХ в ценах 1-го года	$E_i^{peropex}$	млн. руб.	X	X	X	X	X	1,14	1,22	1,31	1,40	1,50	6,57
Дополнительная прибыль от экономии ОПЕХ (реальная)	P_i^{opex}	млн. руб.	0,00	3,49	2,50	4,01	4,29	-0,39	1,22	1,31	1,40	1,50	19,33
Экономия потерь э/э (для расчета)	E_i^{elec}	млн. руб.	0,00	0,58	0,06	0,08	0,09	X	X	X	X	X	0,81
Переходящая экономия потерь э/э	$E_i^{perelec}$	млн. руб.	X	X	X	X	X	0,29	0,31	0,34	0,36	0,38	1,68

Показатели	Усл. обоз.	Ед. изм.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Итого
Дополнительная прибыль от экономии потерь э/э (реальная)	P_i^{elec}	млн. руб.	0	0,58	0,69	0,81	0,96	0,29	0,31	0,34	0,36	0,38	4,73
Дополнительная чистая прибыль по проекту	P_i^{total}	млн. руб.	0	3,26	2,55	3,86	4,20	-0,09	1,54	1,64	1,76	1,88	20,59
Компенсация налога на прибыль	KNP_i	млн. руб.	-	-	0,00	0,94	0,73	2,23	-	-	-	-	3,89
Общий дополнительный эффект от реализации проекта	E_i^{total}	млн. руб.	0	3,26	2,55	4,79	4,93	2,13	1,54	1,64	1,76	1,88	24,49
Дисконтированный дополнительный эффект от реализации проекта	DE_i^{total}	млн. руб.	0	2,94	2,07	3,50	3,25	1,27	0,82	0,79	0,76	0,74	16,14

В соответствии с представленными в табл. 2 данными предполагается реконструировать электросетевой объект, в результате чего произойдет снижение затрат на ремонт данного объекта, т.е. снижение **OPEX** со 2-го года долгосрочного периода регулирования, а также изменится коэффициент потерь по данному проекту с 10% до 8%. Полезный отпуск электроэнергии по данному объекту не изменится.

Опишем расчет итогового дополнительного эффекта по проекту реконструкции электросетевого объекта в соответствии с условными обозначениями, представленными в табл. 2:

$$K_i^{price} = \prod_{j=1}^i (1 + I_j^{price});$$

$$RO_i^{out} = RO_i^{0_out} * K_i^{price};$$

$$RO_i^{with} = RO_i^{0_with} * K_i^{price};$$

$$T_i^{elec} = T_i^{elec} * \prod_{j=1}^i (1 + I_j^{elec});$$

$$E_i^{opex} = (RO_i^{out} - RO_i^{with}) - \sum_{j=1}^{i-1} (E_j^{opex} * \frac{K_{j+1}^{price}}{K_j^{price}}), i = \overline{1,5};$$

$$E_6^{peropex} = \frac{4 * E_5^{opex}}{5} + \frac{3 * E_4^{opex} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{opex} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{opex} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5};$$

если

$$E_6^{peropex} = \frac{4 * E_5^{opex}}{5} + \frac{3 * E_4^{opex} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{opex} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{opex} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5} > 0.$$

Ноль, если

$$E_6^{peropex} = \frac{4 * E_5^{opex}}{5} + \frac{3 * E_4^{opex} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{opex} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{opex} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5} \leq 0;$$

$$E_i^{peropex} = E_{i-1}^{peropex} * (1 + I_i^{price}), i = \overline{7,10};$$

$$P_i^{opex} = RO_i^{out} - RO_i^{with}, i = \overline{1,5};$$

$$P_i^{opex} = RO_i^{out} - RO_i^{with} + E_i^{peropex}, i = \overline{6,10};$$

$$E_i^{elec} = \frac{OE_i * (KP_i^{out} - KP_i^{with}) * T_i^{elec}}{100} -$$

$$- \sum_{j=1}^{i-1} (E_j^{elec} * \frac{K_{j+1}^{price}}{K_j^{price}}), i = \overline{1,5};$$

$$E_6^{perelec} = \frac{4 * E_5^{elec}}{5} + \frac{3 * E_4^{elec} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5}, \text{ если}$$

$$E_6^{perelec} = \frac{4 * E_5^{elec}}{5} + \frac{3 * E_4^{elec} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5} > 0,$$

Ноль, если

$$E_6^{perelec} = \frac{4 * E_5^{elec}}{5} + \frac{3 * E_4^{elec} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5} \leq 0;$$

$$E_i^{perelec} = E_{i-1}^{perelec} * (1 + I_i^{price}), i = \overline{7,10};$$

$$P_i^{elec} = \frac{OE_i * (KP_i^{norm} - KP_i^{with}) * T_i^{elec}}{100}, i = \overline{1,5};$$

$$P_i^{elec} = \frac{OE_i * (KP_i^{norm} - KP_i^{with}) * T_i^{elec}}{100} + E_i^{perelec}, i = \overline{6,10};$$

$$P_i^{total} = (P_i^{opex} + P_i^{elec}) * 0,8, i = \overline{1,5};$$

$$P_i^{total} = P_i^{opex} + P_i^{elec}, i = \overline{6,10};$$

$$KNP_i = \frac{0,2}{0,8} * P_{i-2}^{total} * \frac{K_i^{price}}{K_{i-2}^{price}}, i = \overline{3,5};$$

$$KNP_6 = \frac{0,2}{0,8} * P_4^{total} * \frac{K_6^{price}}{K_4^{price}} + \frac{0,2}{0,8} * P_5^{total} * \frac{K_6^{price}}{K_5^{price}};$$

$$E_i^{total} = P_i^{total} + KNP_i;$$

$$DE_i^{total} = \frac{E_i^{total}}{(1+r)^i};$$

где $r = 11\%$ – ставка дисконтирования.

$$DE^{total} = \sum_{i=1}^{10} DE_i^{total},$$

где DE^{total} – общий дисконтированный дополнительный эффект по проекту реконструкции электросетевого объекта.

Таблица 3

**ПРИМЕР РАСЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ЭФФЕКТА ПО ПРОЕКТУ РЕКОНСТРУКЦИИ
С РАСШИРЕНИЕМ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБЪЕКТА**

Показатели	Усл. обоз.	Ед. изм.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Ито-го
Изменение условных единиц	ΔU_i	у.е.	-	-	70	-	-	-	-	-	-	-	70
Кол-во условных единиц РСК в году 0	U_0	у.е.	98163	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Ежегодные операционные расходы РСК в году 0	$OPEX_0$	млн. руб.	1154,8	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Расходы по объекту без реконструкции (в ценах года 0)	RO_i^{out}	млн. руб.	10	10	10	10	10	8	8	8	8	8	90
Расходы по объекту после реконструкции (в ценах года 0)	RO_i^{with}	млн. руб.	10	10	8	9	8	8	8	8	8	8	85
Расходы по объекту без реконструкции	RO_i^{out}	млн. руб.	10,83	11,64	12,48	13,35	14,29	12,23	13,09	14,00	14,98	16,03	132,93
Расходы по объекту после реконструкции	RO_i^{with}	млн. руб.	10,83	11,64	9,98	12,02	11,43	12,23	13,09	14,00	14,98	16,03	126,25
Ежегодный полезный отпуск по проекту без реконструкции	OE_i^{out}	млн. кВтч	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	250
Ежегодный полезный отпуск по проекту после реконструкции	OE_i^{with}	млн. кВтч	25	25	40	40	40	40	40	40	40	40	370
Нормативный коэффициент потерь э/э	KP_i^{norm}	%	10%	10%	10%	10%	10%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	X
Коэффициент потерь э/э по проекту без реконструкции	KP_i^{out}	%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	X
Коэффициент потерь э/э по проекту после реконструкции	KP_i^{with}	%	9,0%	9,0%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	X
Индекс потребительских цен	I_i^{price}	%	8,3%	7,5%	7,2%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	X
Индекс потребительских цен к 0-му году	K_i^{price}	-	1,083	1,164	1,248	1,335	1,429	1,529	1,636	1,750	1,873	2,004	X
Ежегодный рост тарифа на э/э для компенсации потерь	I_i^{elec}	%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	X
Тариф покупки энергии от других организаций розничного рынка	T_i^{elec}	кол./Втч	99,1	116,9	138,0	162,8	192,1	226,7	267,5	315,7	372,5	439,5	X
Индекс эффективности операционных расходов	I_i^{opex}	%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	X
Коэффициент эластичности расходов по количеству активов	I_i^{elast}	-	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	X
Ежегодные операционные расходы РСК	$OPEX_i$	млн. руб.	1 238	1 318	1 398	1 481	1 569	1 662	1 761	1 865	1 976	2 093	X
Прирост НВВ (ОРЕХ) в результате реализации проекта	PN_i^{opex}	млн. руб.	0	0	0,75	0,80	0,86	0	0	0	0	0	X
Экономия ОРЕХ в ценах 1-го года (для расчета)	E_i^{opex}	млн. руб.	0	0	3,24	-1,34	1,43	X	X	X	X	X	3,34
Переходящая экономия ОРЕХ в ценах 1-го года	$E_i^{peropex}$	млн. руб.	X	X	X	X	X	1,77	1,90	2,03	2,17	2,32	10,19
Дополнительная прибыль от экономии ОРЕХ (реальная)	P_i^{opex}	млн. руб.	0	0	3,24	2,14	3,71	1,77	1,90	2,03	2,17	2,32	19,28
Экономия потерь э/э (для расчета)	E_i^{elec}	млн. руб.	0	0	0,48	0,05	0,06	X	X	X	X	X	0,60
Переходящая экономия потерь э/э	$E_i^{perelec}$	млн. руб.	X	X	X	X	X	0,31	0,33	0,35	0,37	0,40	1,76
Дополнительная прибыль от экономии потерь э/э (реальная)	P_i^{elec}	млн. руб.	0	0	0,48	0,57	0,67	0,31	0,33	0,35	0,37	0,40	3,48
Дополнительная чистая прибыль по проекту	P_i^{total}	млн. руб.	0	0	2,98	2,16	3,51	2,08	2,22	2,38	2,54	2,72	20,60
Компенсация налога на прибыль	KNP_i	млн. руб.			0,00	0,00	0,85	1,56	-	-	-	-	2,41
Общий дополнительный эффект от реализации проекта	E_i^{total}	млн. руб.	0	0	2,98	2,16	4,36	3,64	2,22	2,38	2,54	2,72	23,01
Дисконтированный дополнительный эффект от реализации проекта	DE_i^{total}	млн. руб.	0	0	2,42	1,58	2,87	2,16	1,19	1,15	1,10	1,06	13,54

3. Пример расчета дополнительного эффекта по проекту реконструкции с расширением электросетевого объекта представлен в табл. 3.

В соответствии с представленными в табл. 3 данными предполагается реконструировать электросетевой объект с увеличением первоначальной выходной мощности для подключения новых потребителей, в результате чего произойдет снижение затрат на ремонт данного объекта, т.е. снижение $OPEX$ с 3-го года долгосрочного периода регулирования, а также изменится коэффициент потерь по данному проекту с 9% до 8,5%. При этом произойдет увеличение полезного отпуска электроэнергии и произойдет увеличение условных единиц по оборудованию, что автоматически приводит к увеличению $OPEX$, в соответствии с методикой **RAB**.

Опишем расчет итогового дополнительного эффекта по проекту реконструкции электросетевого объекта в соответствии с условными обозначениями, представленными в табл. 3:

$$K_i^{price} = \prod_{j=1}^i (1 + I_j^{price});$$

$$RO_i^{out} = RO_i^{out_0} * K_i^{price};$$

$$RO_i^{with} = RO_i^{with_0} * K_i^{price};$$

$$T_i^{elec} = T_1^{elec} * \prod_{j=1}^i (1 + I_j^{elec});$$

$$OPEX_i = OPEX_0 * \prod_{j=1}^i \left(1 - \frac{I_j^{opex}}{100\%}\right) * K_i^{price};$$

$$PN_i^{opex} = \frac{\Delta U_i * OPEX_i * I_i^{elast}}{U_0} + PN_{i-1}^{opex} * (1 + I_i^{price}), i = \overline{1,5};$$

$$E_i^{opex} = (RO_i^{out} - RO_i^{with}) - \sum_{j=1}^{i-1} (E_j^{opex} * \frac{K_{j+1}^{price}}{K_j^{price}}), i = \overline{1,5};$$

$$E_6^{peropex} = \frac{4 * E_5^{opex}}{5} + \frac{3 * E_4^{opex} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{opex} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{opex} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5},$$

если

$$E_6^{peropex} = \frac{4 * E_5^{opex}}{5} + \frac{3 * E_4^{opex} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{opex} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{opex} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5} > 0.$$

Ноль, если

$$E_6^{peropex} = \frac{4 * E_5^{opex}}{5} + \frac{3 * E_4^{opex} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{opex} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{opex} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5} \leq 0;$$

$$E_i^{peropex} = E_{i-1}^{peropex} * (1 + I_i^{price}), i = \overline{7,10};$$

$$P_i^{opex} = RO_i^{out} - RO_i^{with} + PN_i^{opex}, i = \overline{1,5};$$

$$P_i^{opex} = RO_i^{out} - RO_i^{with} + PN_i^{opex} + E_i^{peropex}, i = \overline{6,10};$$

$$E_i^{elec} = \frac{OE_i^{uot} * (KP_i^{out} - KP_i^{with}) * T_i^{elec}}{100} + \frac{(OE_i^{with} - OE_i^{uot}) * (KP_i^{norm} - KP_i^{with}) * T_i^{elec}}{100} - \sum_{j=i}^{i-1} (E_j^{elec} * \frac{K_{j+1}^{price}}{K_j^{price}}), i = \overline{1,5};$$

$$E_6^{perelec} = \frac{4 * E_5^{elec}}{5} + \frac{3 * E_4^{elec} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5},$$

если

$$E_6^{perelec} = \frac{4 * E_5^{elec}}{5} + \frac{3 * E_4^{elec} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5} > 0.$$

Ноль, если

$$E_6^{perelec} = \frac{4 * E_5^{elec}}{5} + \frac{E_4^{elec} * (1 + I_5^{price})}{5} + \frac{2 * E_3^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price})}{5} + \frac{E_2^{elec} * (1 + I_5^{price}) * (1 + I_4^{price}) * (1 + I_3^{price})}{5} \leq 0;$$

$$E_i^{perelec} = E_{i-1}^{perelec} * (1 + I_i^{price}), i = \overline{7,10};$$

$$P_i^{elec} = \frac{OE_i^{uot} * (KP_i^{out} - KP_i^{with}) * T_i^{elec}}{100} + \frac{(OE_i^{with} - OE_i^{uot}) * (KP_i^{norm} - KP_i^{with}) * T_i^{elec}}{100}, i = \overline{1,5};$$

$$P_i^{elec} = \frac{OE_i^{uot} * (KP_i^{out} - KP_i^{with}) * T_i^{elec}}{100} + \frac{(OE_i^{with} - OE_i^{uot}) * (KP_i^{norm} - KP_i^{with}) * T_i^{elec}}{100} + E_i^{perelec},$$

$$i = \overline{6,10};$$

$$P_i^{total} = (P_i^{opex} + P_i^{elec}) * 0,8, i = \overline{1,5};$$

$$P_i^{total} = P_i^{opex} + P_i^{elec}, i = \overline{6,10};$$

$$KNP_i = \frac{0,2}{0,8} * P_{i-2}^{total} * \frac{K_i^{price}}{K_{i-2}^{price}}, i = \overline{3,5};$$

$$KNP_6 = \frac{0,2}{0,8} * P_4^{total} * \frac{K_6^{price}}{K_4^{price}} + \frac{0,2}{0,8} * P_5^{total} * \frac{K_6^{price}}{K_5^{price}};$$

$$E_i^{total} = P_i^{total} + KNP_i;$$

$$DE_i^{total} = \frac{E_i^{total}}{(1+r)^i};$$

где $r = 11\%$ – ставка дисконтирования

$$DE^{total} = \sum_{i=1}^{10} DE_i^{total},$$

где DE^{total} – общий дисконтированный дополнительный эффект по проекту реконструкции с расширением электросетевого объекта.

Приведенные к табл. 1-3 формулы полностью соответствуют принципам тарифного регулирования по методу **RAB** и позволяют определить дополнительные денежные потоки, возникающие у электросетевой компании в связи с реализацией каждого из обозначенных типов инвестиционных проектов. Представленные выше формулы моделируют экономические последствия реализации инвестиционного проекта электросетевой компании в новых условиях тарифного регулирования.

Таким образом, методика оценки эффективности инвестиционных вложений в электросетевые объекты включает в себя оценку экономического эффекта, возникающего за счет возврата и дохода на инвестированный капитал, а также дополнительного эффекта за счет экономии ОПЕХ и потерь электроэнергии.

Для электросетевой компании эффект, возникающий за счет возврата и дохода на инвестированный капитал, определяется исключительно объемом инвестированного капитала, и не зависит от того, какие именно проекты реализуются. Однако дополнительный эффект за счет экономии ОПЕХ и потерь электроэнергии зависит от технико-экономических параметров конкретного проекта.

Инвестиционную программу электросетевой компании можно разбить на две части:

- проекты, обязательные для реализации (проекты, зафиксированные регулируемыми органами, а также проекты с наивысшим приоритетом, которые установила для себя электросетевая компания);
- проекты, реализация которых не является обязательной и может быть перенесена на более поздние сроки.

Таким образом, добавленная стоимость электросетевой компании складывается из добавленной стоимости обязательной и необязательной программы. Таким образом, максимизация добавленной стоимости электросетевой компании (или, другими словами, **NPV** инвестиционной программы) возможна путем максимизации дополнительного эффекта за счет экономии ОПЕХ и потерь электроэнергии, возникающего при реализации необязательной части инвестиционной программы.

3. ПОСТРОЕНИЕ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ (РСК)

Максимизация экономической добавленной стоимости электросетевой компании на практике требует введения ряда ограничений на финансово-экономические показа-

тели деятельности электросетевой компании. В настоящий момент для всех МРСК, входящих в состав ОАО «Холдинг МРСК», такие показатели существуют и называются они Лимитами долговой позиции. Порядок расчета Лимитов долговой позиции закреплен таким документом как «Кредитная политика», утвержденным Советом директоров каждого МРСК.

Лимиты долговой позиции МРСК устанавливают следующие ограничения:

- на соотношение текущих обязательств и ликвидных активов (лимит по текущей ликвидности),
- на соотношение собственного и заемного капитала (лимит по финансовому рычагу),
- на размер долгосрочного заемного капитала в сравнении с **EBITDA** (лимит по покрытию долга),
- на размер ежегодных средств, направляемых на обслуживание долга в сравнении с **EBITDA** (лимит по покрытию обслуживания долга).

EBITDA (англ. earnings before Interest, taxes, depreciation and amortization) – аналитический показатель, равный объему прибыли до вычета расходов по процентам, уплаты налогов и амортизационных отчислений.

Соблюдение вышеуказанных ограничений (Лимитов долговой позиции) при формировании инвестиционной программы и кредитного плана для финансирования этой программы обеспечит сохранение ликвидности и финансовой независимости электросетевой компании.

Таким образом, максимизация **EVA** электросетевой компании путем оптимизации структуры инвестиционных вложений может быть достигнута за счет роста заемных источников финансирования инвестиционной программы при одновременном ежегодном соблюдении Лимитов долговой позиции в течение всего долгосрочного (5-летнего) периода регулирования, на который формируется инвестиционная программа.

Необходимость контроля над Лимитами долговой позиции в процессе формирования инвестиционной программы и кредитного плана для финансирования этой программы требует построить финансово-экономическую модель деятельности электросетевой компании, включающую:

- исходные данные,
- кредитную программу,
- расчет тарифов на услуги по передаче электроэнергии (в соответствии с методом **RAB**),
- прогнозный отчет о прибылях и убытках;
- прогнозный отчет о движении денежных средств;
- прогнозный балансовый отчет;
- расчет Лимитов долговой позиции.

Построение финансово-экономической модели деятельности электросетевой компании позволит математически описать систему ограничений в деятельности электросетевых предприятий при формировании инвестиционной программы в реальных условиях. Более того, применение такой модели целесообразно на практике, поскольку она позволит не только оценить ограничения (в виде Лимитов долговой позиции), но и провести любой финансово-экономический анализ будущей деятельности и будущего состояния электросетевой компании при реализации каждого конкретного варианта инвестиционной программы.

Рассмотрим построение финансово-экономической модели электросетевой компании на примере реальной РСК (филиала МРСК), исходные данные по которой приведены в табл. 4.

Особенностью представленных в модели показателей является то, что все они являются либо показате-

лями «за период», либо «на конец периода». В качестве анализируемого периода выбран один долгосрочный период регулирования (пять лет) плюс один год.

Таблица 4

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ПО РСК

Показатель	Условное обозначение	Ед. измерения	Значение
Ставка НДС	NDS	%	18,0%
Ставка налога на прибыль	NP	%	20%
Ставка налога на имущество	NI	%	2,2%
Индекс эффективности операционных расходов	I^{opex}	%	1%
Коэффициент эластичности расходов по количеству активов	I^{elast}	-	0,75
Индекс изменения количества активов	I^{activ}	%	1%
Срок полезного использования оборудования, лет	T^{amort}	лет	35
Ежегодный рост тарифа на э/э для компенсации потерь	I^{elec}	% год.	18,0%
Ежегодный рост тарифа на э/э на хозяйственные нужды	I^{elec2}	% год.	26,0%
Ежегодный рост платы ФСК «ЕЭС России»	I^{FSK}	% год.	22,8%
Ежегодный рост затрат на оплату труда	I^{bonus}	% год.	13,2%
Полная величина инвестированного капитала на начало	KI	млн. руб.	21646,5
Остаточная величина инвестированного капитала	KO	млн. руб.	7208,0
Срок возврата инвестированного капитала	L	лет	35
Норма доходности инвестированного капитала	R^N	% год.	12%
Норма оборотного капитала	NO	%	5%
НВВ, установленная на год до момента перехода на RAB-регулирование	NV₀	млн. руб.	2043,9
Средняя процентная ставка по кредитам	R^K	% год.	7,8%
Срок кредитования	LK	лет	3
Средняя процентная ставка по действующим кредитам	R^{Kold}	% год.	10,0%
Минимальный уровень остатка денежных средств	D^{NORM}	млн. руб.	100,0

Предварительный расчет затрат и параметров первоначальной инвестиционной программы РСК представлен в табл. 5.

Показатели, представленные в табл. 5, рассчитываются по следующим формулам (в соответствии с введенными условными обозначениями):

$$OPEX_i^1 = OPEX_i^1 * \prod_{j=1}^i (1 + I^{bonus}) * (1 + I^{elast} * I^{activ}) * (1 - I^{opex});$$

$$OPEX_i^2 = OPEX_i^2 * \prod_{j=1}^i (1 + I^{bonus}) * (1 + I^{elast} * I^{activ}) * (1 - I^{opex});$$

$$OPEX_i^3 = OPEX_i^3 * \prod_{j=1}^i (1 + I^{elec2}) * (1 + I^{elast} * I^{activ}) * (1 - I^{opex});$$

$$OPEX_i^4 = OPEX_i^4 * \prod_{j=1}^i (1 + I^{price}) * (1 + I^{elast} * I^{activ}) * (1 - I^{opex});$$

Таблица 5

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ ЗАТРАТ И ПАРАМЕТРОВ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ РСК

млн. руб.

Показатель	Усл. обозн.	Годы					
		1	2	3	4	5	6
Индекс потребительских цен, %	I^{price}_i	8,3%	7,5%	7,2%	7,0%	7,0%	7,0%
Операционные расходы (подконтрольные расходы)	$OPEX_i$	1 154,8	1 278,3	1 415,1	1 567,3	1 738,5	1 931,3
Затраты на оплату труда	$OPEX^1_i$	475,0	536,3	605,5	683,7	772,0	871,6
Отчисления на социальные нужды	$OPEX^2_i$	120,4	136,0	153,5	173,4	195,7	221,0
Энергия на хозяйственные нужды	$OPEX^3_i$	34,0	42,7	53,6	67,4	84,7	106,5
Другие затраты относимые на себестоимость	$OPEX^4_i$	525,4	563,3	602,3	642,8	686,1	732,2
Расходы, включаемые в НВВ в объеме, определяемом регулирующими органами (неподконтрольные расходы)	$NUCE_i$	1 125,4	1 470,7	1 800,9	2 281,3	2 685,7	3 062,8
Энергия на технологические цели (покупная энергия)	$NUCE^1_i$	352,0	422,1	511,2	614,3	736,3	886,8
Объем покупки энергии от других организаций розничного рынка, млн.кВт.ч.	VP^{elec}_i	355,2	360,9	370,5	377,3	383,2	391,2
Тариф покупки энергии от других организаций розничного рынка, коп./Вт.ч.	T^{elec}_i	99,1	116,9	138,0	162,8	192,1	226,7
Плата ФСК «ЕЭС России»	$NUCE^2_i$	624,5	766,9	941,8	1 156,5	1 420,2	1 744,0
Аренда	$NUCE^3_i$	14,2	15,3	16,4	17,5	18,8	20,1
Налоги	$NUCE^4_i$	24,7	26,6	28,5	30,5	32,6	34,9
Налог на прибыль	NPR_i	109,9	239,9	303,0	462,4	477,9	377,0
Прибыль на прочие цели	P^{other}_i	100,0	107,5	115,2	123,3	131,9	141,2
Инвестиционная программа, в т.ч. по источникам	V^{in}_i	1 100,0	1 500,0	1 450,0	1 100,0	1 100,0	0,0
за счет амортизации	V^{amort}_i	322,5	353,9	396,8	438,2	469,7	501,1
за счет прибыли	V^{profit}_i	-72,5	-353,9	-346,8	661,8	630,3	-501,1
за счет заемных средств ¹	$V^{kred}(K)_i$	850,0	1 500,0	1 400,0	0,0	0,0	0,0
Инвестиционная программа							
Финансирование (без НДС)	V^{in}_i	1 100,0	1 500,0	1 450,0	1 100,0	1 100,0	0
Освоение	V^{osv}_i	1 100,0	1 500,0	1 450,0	1 100,0	1 100,0	0
Ввод в эксплуатацию	V^{vod}_i	1 100,0	1 500,0	1 450,0	1 100,0	1 100,0	0

$$OPEX_i = \sum_{j=1}^4 OPEX^j_i;$$

$$T_i^{elec} = T_1^{elec} * \prod_{j=1}^i (1 + I_j^{elec});$$

$$NUCE_i^1 = VP_i^{elec} * T_i^{elec};$$

$$NUCE_i^2 = NUCE_i^1 * \prod_{j=1}^i (1 + I_j^{FSK});$$

$$NUCE_i^3 = NUCE_i^2 * \prod_{j=1}^i (1 + I_j^{price});$$

$$NUCE_i^4 = NUCE_i^3 * \prod_{j=1}^i (1 + I_j^{price});$$

$$NUCE_i = \sum_{j=1}^4 NUCE_i^j + NPR_i;$$

Налог на прибыль относится к неподконтрольным расходам, однако рассчитывается он по данным табл. 5, 7 и 8:

$$NPR_i = (VK_i + VIK_i + IK_i + IIK_i + \Delta NVV - PR_i - V_i^{amort}) * \frac{NP}{(1 - NP)}.$$

Таким образом, чистая прибыль определяется как возврат инвестированного капитала + возврат нового инвестированного капитала + доход на инвестированный капитал + доход на новый инвестированный капитал – проценты по заемным средствам – амортизация.

В модели предполагается, что инвестиционная программа за счет амортизации всегда соответствует размеру амортизации, таким образом:

$$V_i^{amort} = V_{i-1}^{amort} + \frac{V_{i-1}^{fin}}{T_{amort}^{fin}}, i = \overline{2,6};$$

где T_{amort}^{fin} – средний срок полезного использования инвестиций, произведенных в год $i-1$.

$$V_i^{profit} = V_i^{fin} - V_i^{kred} - V_i^{amort}.$$

В представленной модели предполагается, что ежегодные объемы финансирования, освоения и ввода в эксплуатацию основных средств совпадают.

Бухгалтерский баланс РСК на начало долгосрочного периода регулирования представлен в табл. 6.

Таблица 6

БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС РСК НА НАЧАЛО

Млн. руб.

Показатель	Условное обозначение	Значение
Актив	ACT_0	8 480,4
Внеоборотные активы	ACT^{vo}_0	6 769,2
Основные средства	ACT^{vo1}_0	6 214,4
Незавершенное строительство	ACT^{vo2}_0	442,7
Долгосрочные финансовые вложения	ACT^{vo3}_0	89,1
Прочие внеоборотные активы	ACT^{vo4}_0	23,0
Оборотные активы	ACT^o_0	1 711,2
Запасы	ACT^{o1}_0	224,7
НДС по приобретенным ценностям	ACT^{o2}_0	13,3
Долгосрочная дебиторская задолженность	ACT^{o3}_0	33,3
Краткосрочная дебиторская задолженность	ACT^{o4}_0	984,4

¹ Объем привлечения заемных средств пока является исходными данными. Далее будет представлен метод расчета необходимого объема заемных средств.

Показатель	Условное обозначение	Значение
Краткосрочные финансовые вложения	ACT_0^{OS}	155,7
Денежные средства	D_0	299,8
Пассив	PAS_0	8 480,4
Собственный капитал	PAS_0^{SK}	6 559,9
Уставный, добавочный капитал и резервы	PAS_0^{SK1}	6 048,0
Чистая прибыль прошлых лет	PAS_0^{SK2}	0
Чистая прибыль отчетного периода	$PROF_0$	511,9
Долгосрочный заемный капитал	PAS_0^{LONG}	1 132,0
Долгосрочные кредиты и займы	OK_0	957,6
Прочие долгосрочные обязательства	PAS_0^{LONG1}	174,4
Краткосрочный заемный капитал	PAS_0^{SHORT}	788,5
Краткосрочные кредиты и займы	PAS_0^{SHORT1}	0
Кредиторская задолженность	PAS_0^{SHORT2}	772,1
Доходы будущих периодов	PAS_0^{SHORT3}	16,4

Агрегированные показатели бухгалтерского баланса рассчитываются следующим образом:

$$ACT_0 = ACT_0^{VO} + ACT_0^O;$$

$$ACT_0^{VO} = \sum_{j=1}^4 ACT_0^{VOj};$$

$$ACT_0^O = \sum_{j=1}^5 ACT_0^{Oj} + D_0;$$

$$PAS_0 = PAS_0^{SK} + PAS_0^{LONG} + PAS_0^{SHORT};$$

$$PAS_0^{SK} = \sum_{j=1}^2 PAS_0^{SKj} + PROF_0;$$

$$PAS_0^{LONG} = OK_0 + PAS_0^{LONG1};$$

$$PAS_0^{SHORT} = \sum_{j=1}^3 PAS_0^{SHORTj}.$$

Расчет тарифа на услуги по передаче электроэнергии РСК в соответствии с методом **RAB** представлен в табл. 7.

Таблица 7

РАСЧЕТ ТАРИФА НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ Э/Э РСК В СООТВЕТСТВИИ С МЕТОДОМ RAB

Млн. руб.

Показатель	Усл. обозн.	Годы					
		1	2	3	4	5	6
Инвестиции, включае-мые в базу капитала	V_i^{fin}	1 100,0	1 500,0	1 450,0	1 100,0	1 100,0	0,0
Остаточная величина инве-стированного капитала	KO_i	7 208,0	6 589,5	5 971,1	5 352,6	4 734,1	4 115,7
Возврат инвестиро-ванного капитала	VK_i	618,5	618,5	618,5	618,5	618,5	618,5
Возврат инвестиций, предусмотренных инвестпрограммой	VIK_i	-	31,4	74,3	115,7	147,1	178,6
Доход на инвестиро-ванный капитал	IK_i	865,0	790,7	716,5	642,3	568,1	493,9
Доход на инвестиции и оборотный капитал	IIK_i	12,3	144,3	320,5	485,6	603,7	718,0
Изменение НВВ, производимое в целях сглаживания	ΔNVV_i	-600,0	-100,0	50,0	500,0	461,9	-
НВВ	NVV_i	3 175,9	4 234,0	4 995,7	6 210,7	6 823,5	7 003,0
Полезный отпуск, млн.кВт.ч.	POT_i	5 134,8	5 239,3	5 353,0	5 435,9	5 571,4	5 773,8
Тариф на передачу э/э, коп./Вт.ч.	T_i^{pered}	61,8	80,8	93,3	114,3	122,5	121,3
Справочно: Рост тарифов	IT_i^{pered}	-	30,7%	15,5%	22,4%	7,2%	-1,0%

Тариф на услуги по передаче электроэнергии РСК в соответствии с методом **RAB** определяется по следующим формулам:

$$VK_i = \frac{KI}{L};$$

$$KO_i = KO - \sum_{j=1}^{i-1} VK_j;$$

$$VIK_i = 0;$$

$$VIK_i = \frac{\sum_{j=1}^{i-1} V_j^{fin}}{L}, i = \overline{2,6};$$

$$IK_i = (KO - \sum_{j=1}^{i-1} VK_j) * R^N = (KO - \frac{KI}{L} * (i - 1)) * R^N;$$

$$IIK_i = NVV_0 * NO * R^N;$$

$$IIK_2 = (V_1^{fin} + NVV_0 * NO) * R^N;$$

$$IIK_i = (NVV_0 * NO + \sum_{j=1}^{i-1} V_j^{fin} - \sum_{j=1}^{i-1} VIK_j) * R^N = (NVV_0 * NO + \sum_{j=1}^{i-1} V_j^{fin} - \sum_{k=1}^{i-1} \frac{V_k^{fin}}{L}) * R^N, i = \overline{3,6};$$

$$\Delta NVV_5 = -(\Delta NVV_1 * (1 + R^N)^4 + \Delta NVV_2 * (1 + R^N)^3 + \Delta NVV_3 * (1 + R^N)^2 + \Delta NVV_4 * (1 + R^N)).$$

Необходимо учесть, что тарифный орган корректирует НВВ для целей сглаживания роста тарифов в первый долгосрочный период тарифного регулирования после перехода РСК на систему тарифного регулирования по методу **RAB**. При этом недополученная РСК выручка индексируется на норму доходности на инвестированный капитал R^N . В соответствии с представленными данными полный возврат недополученной выручки осуществляется в 5-м году.

$$NVV_i = OPEX_i + NUCE_i + VK_i + VIK_i + IK_i + IIK_i + \Delta NVV_i;$$

$$T_i^{pered} = \frac{NVV_i}{POT_i} * 100;$$

$$IT_i^{pered} = \frac{T_i^{pered} - T_{i-1}^{pered}}{T_{i-1}^{pered}} * 100\%, i = \overline{2,6}.$$

Далее рассмотрим случай, когда сумма основного долга погашается равными долями в течение срока кредитования. Расчет процентов по кредитам и объемы погашения для РСК в случае кредитования, когда сумма основного долга погашается равномерно в течение срока кредитования представлен в табл. 8.

Таблица 8

РАСЧЕТ ПРОЦЕНТОВ ПО КРЕДИТАМ И ОБЪЕМЫ ПОГАШЕНИЯ ДЛЯ РСК В СЛУЧАЕ КРЕДИТОВАНИЯ, КОГДА СУММА ОСНОВНОГО ДОЛГА ПОГАШАЕТСЯ РАВНОМЕРНО В ТЕЧЕНИЕ СРОКА КРЕДИТОВАНИЯ

млн. руб.

Показатель	Усл. обозн.	Годы (i)						
		0	1	2	3	4	5	6
Остаток по действующим кредитам на конец периода (начало следующего периода)	OK_i^0	957,6	607,6	207,6	0	-	-	-
Погашение по действующим кредитам	PK_i^0	-	350,0	400,0	207,6	-	-	-
Выплата процентов по действующим кредитам	PR_i^0	-	78,26	40,76	10,38	-	-	-

Показатель	Усл. обозн.	Годы (i)						
		0	1	2	3	4	5	6
Кредит 1								
Остаток по кредитам на конец периода (начало следующего периода)	OK_i^1	850	566,7	283,3	0	-	-	-
Погашение по кредитам	PK_i^1	-	283,3	283,3	283,3	-	-	-
Выплата процентов по кредитам	PR_i^1	-	55,3	33,2	11,1	-	-	-
Кредит 2								
Остаток по кредитам на конец периода (начало следующего периода)	OK_i^2	-	1 500	1 000	500	0	-	-
Погашение по кредитам	PK_i^2	-	-	500	500,0	500	-	-
Выплата процентов по кредитам	PR_i^2	-	-	97,5	58,5	19,5	-	-
Кредит 3								
Остаток по кредитам на конец периода (начало следующего периода)	OK_i^3	-	-	1 400	933,3	466,7	0,0	-
Погашение по кредитам	PK_i^3	-	-	-	466,7	466,7	466,7	-
Выплата процентов по кредитам	PR_i^3	-	-	-	91,0	54,6	18,2	-
Кредит 4								
Остаток по кредитам на конец периода (начало следующего периода)	OK_i^4	-	-	-	0	0	0	0
Погашение по кредитам	PK_i^4	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0
Выплата процентов по кредитам	PR_i^4	-	-	-	-	0	0	0
Кредит 5								
Остаток по кредитам на конец периода (начало следующего периода)	OK_i^5	-	-	-	-	0	0	0
Погашение по кредитам	PK_i^5	-	-	-	-	-	0	0
Выплата процентов по кредитам	PR_i^5	-	-	-	-	-	0	0
Итого по кредитам:		-	-	-	-	-	-	-
Остаток по кредитам на конец периода (начало следующего периода)	OK_i	-	2 066,7	2 683,3	1 433,3	466,7	0	0
Погашение по кредитам	PK_i	-	633,3	1 183,3	1 457,6	966,7	466,7	0
Выплата процентов по кредитам	PR_i	-	133,5	171,4	170,9	74,1	18,2	0

Показатели по кредитному портфелю для случая, когда сумма основного долга погашается равными долями в течение срока кредитования, рассчитываются по следующим формулам:

$$PK_i = \frac{\sum_{j=1}^{\min(i;LK)} K_{i-j+1}}{LK};$$

$$PR_i = \frac{\sum_{j=1}^{\min(i;LK)} K_{i-j+1} * (2 * LK - (1 + (j - 1) * 2))}{2 * LK} * R^K;$$

$$OK_i = OK_0 + \sum_{j=1}^i K_j - \sum_{j=1}^i PK_j.$$

Аналогичная финансово-экономическая модель разработана и для случая, когда кредитные средства погашаются одновременно в конце срока кредитования. Приведем формулы расчета показателей по кредитному портфелю для данного случая:

$$PK_i = K_{i-LK+1} = V_{i-LK+1}^{kred} \quad (i \geq 2);$$

$$PR_i = \sum_{j=1}^{\min(i;LK)} K_{i-j+1} * R^K = \sum_{j=1}^{\min(i;LK)} V_{i-j+1}^{kred} * R^K;$$

$$OK_i = OK_0 + \sum_{j=1}^i K_j - \sum_{j=1}^i PK_j.$$

Важно помнить, что финансово-экономические модели РСК для случая, когда кредитные средства погашаются равными долями в течение срока кредитования, и для случая, когда кредитные средства погашаются одновременно в конце срока кредитования, отличаются только расчетом показателей по кредитному портфелю.

Далее будут приведены итоги расчетов финансово-экономической модели РСК для случая, когда кредитные средства погашаются равными долями в течение срока кредитования (табл. 9-12).

Прогнозный отчет о прибылях и убытках РСК представлен в табл. 9.

Показатели прогнозного отчета о прибылях и убытках РСК рассчитываются следующим образом:

$$AM_i = V_i^{amort};$$

$$SEB_i = \sum_{j=1}^4 OPEX_i^j + \sum_{j=1}^4 NUCE_i^j + AM_i;$$

$$PROF_i^{val} = NVV_i - SEB_i;$$

$$PROF_i^{donal} = PROF_i^{val} - PR_i;$$

$$PROF_i = PROF_i^{donal} - NPR_i.$$

Таблица 9

ПРОГНОЗНЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ РСК

Млн. руб.

Показатель	Усл. обозн.	Годы					
		1	2	3	4	5	6
Выручка всего, в т.ч.	NVV_i	3 175,9	4 234,0	4 995,7	6 210,7	6 823,5	7 003,0
Выручка от услуг по передаче э/э	NVV_i	3 175,9	4 234,0	4 995,7	6 210,7	6 823,5	7 003,0
Себестоимость всего, в т.ч.	SEB_i	2 492,8	2 863,1	3 309,7	3 824,4	4 416,0	5 118,2
Покупная э/э на компенс. потерь	$NUCE_i^1$	352,0	422,1	511,2	614,3	736,3	886,8
Покупная э/э на хозяйству	$OPEX_i^2$	34,0	42,7	53,6	67,4	84,7	106,5
Услуги ОАО «ФСК ЕЭС»	$NUCE_i^2$	624,5	766,9	941,8	1 156,5	1 420,2	1 744,0
Затраты на оплату труда	$OPEX_i^1$	475,0	536,3	605,5	683,7	772,0	871,6
ЕЧН	$OPEX_i^2$	120,4	136,0	153,5	173,4	195,7	221,0
Амортизация	AM_i	322,5	353,9	396,8	438,2	469,7	501,1
Налоги и сборы, относимые на с/с (за искл. ЕЧН)	$NUCE_i^4$	24,7	26,6	28,5	30,5	32,6	34,9
Аренда	$NUCE_i^3$	14,2	15,3	16,4	17,5	18,8	20,1
Прочие затраты	$OPEX_i^4$	525,4	563,3	602,3	642,8	686,1	732,2
Валовая прибыль	$PROF_i^{val}$	683,1	1 370,9	1 686,0	2 386,3	2 407,5	1 884,8
Прочие расходы всего, в т.ч.	PR_i	133,5	171,4	170,9	74,1	18,2	0,0
Проценты к уплате	PR_i	133,5	171,4	170,9	74,1	18,2	0,0
Прибыль (убыток) до налогообложения	$PROF_i^{donal}$	549,6	1 199,4	1 515,1	2 312,2	2 389,3	1 884,8
Налог на прибыль	NPR_i	109,9	239,9	303,0	462,4	477,9	377,0
Чистая прибыль	$PROF_i$	439,7	959,6	1 212,1	1 849,8	1 911,4	1 507,9

Прогнозный отчет о движении денежных средств РСК представлен в табл. 10.

Таблица 10

ПРОГНОЗНЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ
ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ РСК

Млн. руб.

Показатель	Усл. обозн.	Годы					
		1	2	3	4	5	6
Остаток на начало	D_{i-1}	299,8	78,7	101,3	87,3	185,3	867,8
Приток всего, в т.ч.	TI_i	4 597,6	6 496,1	7 294,9	7 328,6	8 051,7	8 263,6
Выручка от услуг по передаче э/э	NVV^*_i	3 747,6	4 996,1	5 894,9	7 328,6	8 051,7	8 263,6
Привлечение кредитов	K_i	850,0	1 500,0	1 400,0	0,0	0,0	0,0
Отток всего, в т.ч.	TE_i	4 818,7	6 473,4	7 308,9	7 230,6	7 369,2	6 395,8
Покупная э/э на компенсацию потерь	$NUCE^{*1}_i$	415,4	498,0	603,2	724,9	868,8	1 046,5
Покупная э/э на хознужды	$OPEX^{*3}_i$	40,1	50,4	63,3	79,5	100,0	125,6
Услуги ОАО «ФСК ЕЭС»	$NUCE^{*2}_i$	736,9	905,0	1 111,3	1 364,7	1 675,8	2 057,9
Затраты на оплату труда	$OPEX^{*1}_i$	475,0	536,3	605,5	683,7	772,0	871,6
ЕСН	$OPEX^{*2}_i$	120,4	136,0	153,5	173,4	195,7	221,0
Налоги и сборы, относимые на с/с (за искл. ЕСН)	$NUCE^{*4}_i$	24,7	26,6	28,5	30,5	32,6	34,9
Аренда	$NUCE^{*3}_i$	16,8	18,0	19,3	20,7	22,1	23,7
Прочие затраты	$OPEX^{*4}_i$	620,0	664,7	710,8	758,6	809,6	864,0
Проценты к уплате	PR_i	133,5	171,4	170,9	74,1	18,2	0,0
Уплата НДС	U^{NDS}_i	94,6	166,3	255,7	470,2	499,9	632,4
Уплата налога на прибыль	NPR_i	109,9	239,9	303,0	462,4	477,9	377,0
Погашение кредитов	PK_i	633,3	1 183,3	1 457,6	966,7	466,7	0,0
Инвестиционные платежи	V^{fin*}_i	1 298,0	1 770,0	1 711,0	1 298,0	1 298,0	0,0
Прибыль на прочие цели	P^{other}_i	100,0	107,5	115,2	123,3	131,9	141,2
Денежный поток	CF_i	-221,1	22,7	-14,0	98,0	682,5	1 867,8
Остаток на конец	D_i	78,7	101,3	87,3	185,3	867,8	2 735,6

Показатели прогнозного отчета о движении денежных средств РСК определяются следующим образом:

$$NVV^*_i = NVV_i * (1 + NDS);$$

$$TI_i = NVV^*_i + K_i;$$

$$OPEX^{*j}_i = OPEX^j_i * (1 + NDS), j = \overline{3,4};$$

$$OPEX^{*1}_i = OPEX^1_i, j = \overline{1,2};$$

$$NUCE^{*j}_i = NUCE^j_i * (1 + NDS), j = \overline{1,3};$$

$$NUCE^{*4}_i = NUCE^4_i, j = 4;$$

$$U^{NDS}_i = NVV_i * NDS -$$

$$- \left(\sum_{j=3}^4 OPEX^j_i + \sum_{j=1}^3 NUCE^j_i - V^{osv}_i \right) * NDS;$$

$$V^{*fin}_i = V^{fin}_i * (1 + NDS);$$

$$TE_i = \sum_{j=1}^4 OPEX^{*j}_i + \sum_{j=1}^4 NUCE^{*j}_i + PR_i + U^{NDS}_i + NPR_i + PK_i + V^{*fin}_i + P^{other}_i;$$

$$CF_i = TI_i - TE_i;$$

$$D_i = D_{i-1} + CF_i.$$

Таким образом, в модели предполагается, что платежи соответствуют суммам начисленной выручки, затрат, процентов по заемным средствам и налогам с корректировкой на НДС (по выручке и соответствующим затратам).

Прогнозный балансовый отчет РСК представлен в табл. 11.

Таблица 11

ПРОГНОЗНЫЙ БАЛАНСОВЫЙ ОТЧЕТ РСК

Млн. руб.

Показатель	Усл. обозн.	Годы					
		1	2	3	4	5	6
Актив	ACT_i	9 036,7	10 205,5	11 244,7	12 004,5	13 317,3	14 684,0
Внеоборотные активы	ACT^{vo}_i	7 546,7	8 692,7	9 745,9	10 407,7	11 038,1	10 537,0
Основные средства	ACT^{vo1}_i	6 991,9	8 137,9	9 191,1	9 852,9	10 483,3	9 982,2
Незавершенное строительство	ACT^{vo2}_i	442,7	442,7	442,7	442,7	442,7	442,7
Долгосрочные финансовые вложения	ACT^{vo3}_i	89,1	89,1	89,1	89,1	89,1	89,1
Прочие внеоборотные активы	ACT^{vo4}_i	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Оборотные активы	ACT^o_i	1 490,1	1 512,7	1 498,7	1 596,7	2 279,2	4 147,0
Запасы	ACT^{ot}_i	224,7	224,7	224,7	224,7	224,7	224,7
НДС по приобретенным ценностям	ACT^{o2}_i	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
Долгосрочная дебиторская задолженность	ACT^{o3}_i	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3
Краткосрочная дебиторская задолженность	ACT^{o4}_i	984,4	984,4	984,4	984,4	984,4	984,4
Краткосрочные финансовые вложения	ACT^{o5}_i	155,7	155,7	155,7	155,7	155,7	155,7
Денежные средства	D_i	78,7	101,3	87,3	185,3	867,8	2 735,6
Пассив	PAS_i	9 036,7	10 205,5	11 244,7	12 004,5	13 317,3	14 684,0
Собственный капитал	PAS^{sk}_i	6 899,6	7 751,6	8 848,4	10 574,9	12 354,4	13 721,1
Уставный, добавочный капитал и резервы	PAS^{sk1}_i	6 048,0	6 048,0	6 048,0	6 048,0	6 048,0	6 048,0
Чистая прибыль прошлых лет	PAS^{sk2}_i	511,9	744,1	1 588,4	2 677,1	4 395,0	6 165,2
Чистая прибыль отчетного периода	$PROF_i$	339,7	959,6	1 212,1	1 849,8	1 911,4	1 507,9
Долгосрочный заемный капитал	PAS^{long}_i	1 348,7	1 665,3	1 607,7	641,1	174,4	174,4
Долгосрочные кредиты и займы	OK_i	1 174,3	1 490,9	1 433,3	466,7	0,0	0,0
Прочие долгосрочные обязательства	PAS^{long1}_i	174,4	174,4	174,4	174,4	174,4	174,4
Краткосрочный заемный капитал	PAS^{short}_i	788,5	788,5	788,5	788,5	788,5	788,5
Краткосрочные кредиты и займы	PAS^{short1}_i	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Кредиторская задолженность	PAS^{short2}_i	772,1	772,1	772,1	772,1	772,1	772,1
Доходы будущих периодов	PAS^{short3}_i	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4

Прогнозные балансовые показатели РСК определяются так:

$$ACT_i = ACT_i^{VO} + ACT_i^O;$$

$$ACT_i^{VO} = \sum_{j=1}^4 ACT_i^{VOj};$$

$$ACT_i^{VO1} = ACT_{i-1}^{VO1} + V_i^{vrod} - AM_i;$$

$$ACT_i^{VO2} = ACT_{i-1}^{VO2} + V_i^{osv} - V_i^{vrod};$$

$$ACT_i^{VO3} = ACT_{i-1}^{VO3};$$

$$ACT_i^{VO4} = ACT_{i-1}^{VO4}.$$

Предполагается, что долгосрочные финансовые вложения и прочие внеоборотные активы не изменяются.

$$ACT_i^O = \sum_{j=1}^5 ACT_i^{Oj} + D_i;$$

$$ACT_i^{Oj} = ACT_{i-1}^{Oj}, j = \overline{1,5};$$

Предполагается, что запасы, краткосрочные финансовые вложения, НДС по приобретенным ценностям, дебиторская задолженность не изменяются, т.к. сумма начислений соответствует сумме оплаты по каждой статье, а также финансирование инвестиционной программы соответствует ее освоению.

$$PAS_i = PAS_i^{SK} + PAS_i^{LONG} + PAS_i^{SHORT};$$

$$PAS_i^{SK} = \sum_{j=1}^2 PAS_i^{SKj} + PROF_i;$$

$$PAS_i^{SK} = PAS_i^{SK} + PROF_i - P_i^{other};$$

$$PAS_i^{LONG} = OK_i + PAS_i^{LONG1};$$

$$PAS_i^{LONG1} = PAS_{i-1}^{LONG1};$$

$$PAS_i^{SHORT} = \sum_{j=1}^3 PAS_i^{SHORTj} =$$

$$= PAS_{i-1}^{SHORT} = \sum_{j=1}^3 PAS_{i-1}^{SHORTj}.$$

Расчет Лимитов долговой позиции РСК представлен в табл. 12.

Таблица 12

РАСЧЕТ ЛИМИТОВ ДОЛГОВОЙ ПОЗИЦИИ РСК

Млн. руб.

Показатель	Усл. обозн.	Годы					
		1	2	3	4	5	6
ROE	ROE _i	6,37%	12,38%	13,70%	17,49%	15,47%	10,99%
Целевой Лимит по текущей ликвидности (КЗК<=(ЛА/1.5))	L1 _i	0	0	0	0	0	0
Отклонение от ЦЛТЛ= КЗК-(ЛА/1.5)	Δ L1 _i	-199,1	-214,2	-204,9	-270,2	-725,2	-1 970,4
Максимально допустимый Лимит по сумме ликвидных активов (КЗК<=(ЛА))	L'1 _i	0	0	0	0	0	0
Отклонение от МДЛТЛ= КЗК-ЛА	Δ L'1 _i	-684,7	-707,3	-693,3	-791,3	-1 473,8	-3 341,6
Целевой лимит по финансовому рычагу (СЗК<=СК и ЧП за посл 4 кв>0)	L2 _i	0	0	0	0	0	0
Отклонение от ЦЛФР = СЗК-СК	Δ L2 _i	-4 778,8	-5 314,2	-6 468,6	-9 161,7	-11 407,9	-12 774,6

Показатель	Усл. обозн.	Годы					
		1	2	3	4	5	6
Максимально допустимый ЛФР (СЗК<=СК*1,5 и ЧП за посл 4 кв>0)	L'2 _i	0	0	0	0	0	0
Отклонение от МЛФР = СЗК-СК*1,5	Δ L'2 _i	-8 228,6	-9 190,0	-10 892,8	-14 449,2	-17 585,1	-19 635,1
Целевой лимит по покрытию долга (ДЗК<=ЕБИТДА*3)	L3 _i	0	0	0	0	0	0
Отклонение от ЦЛПД (= ДЗК - ЕБИТДА*3)	Δ L3 _i	-1 842,6	-3 683,5	-4 815,0	-8 006,9	-8 631,4	-7 157,8
Максимально допустимый ЛПД (ДЗК<=ЕБИТДА*4)	L'3 _i	0	0	0	0	0	0
Отклонение от МЛПД (= ДЗК - ЕБИТДА*4)	Δ L'3 _i	-2 848,2	-5 408,3	-6 897,8	-10 831,4	-11 508,6	-9 543,7
Целевой лимит по покрытию обслуживания долга (Обсл. долга <= ЕБИТДА/4)	L4 _i	0	0	0	0	0	0
Отклонение от ЦЛОД (Обслуживание долга - ЕБИТДА/4)	Δ L4 _i	-117,9	-259,8	-349,8	-632,0	-701,1	-596,5
Максимально допустимый ЛПОД (Обсл. долга <= ЕБИТДА/3)	L'4 _i	0	0	0	0	0	0
Отклонение от МЦЛОД (Обслуживание долга - ЕБИТДА/3)	Δ L'4 _i	-201,7	-403,5	-523,3	-867,4	-940,8	-795,3

Расчет Лимитов долговой позиции РСК, представленный в табл. 12, выполненный в соответствии с методикой расчета Лимитов долговой позиции в системе ОАО «Холдинг МРСК» и в соответствии с введенными в табл. 12 обозначениями, производится по следующим формулам:

$$\Delta L1_i = (PAS_i^{SHORT} - PAS_i^{SHORT3}) - \frac{ACT_i^O - ACT_i^{O3}}{1,5};$$

$$L1_i = 0, \Delta L1_i \leq 0;$$

$$L1_i = 1, \Delta L1_i > 0;$$

$$\Delta L'1_i = (PAS_i^{SHORT} - PAS_i^{SHORT3}) - ACT_i^O - ACT_i^{O3};$$

$$L'1_i = 0, \Delta L'1_i \leq 0;$$

$$L'1_i = 1, \Delta L'1_i > 0;$$

$$\Delta L2_i = (PAS_i^{SHORT} - PAS_i^{SHORT3} + PAS_i^{LONG}) - PAS_i^{SK}$$

$$L2_i = 0, \Delta L2_i \leq 0;$$

$$L2_i = 1, \Delta L2_i > 0;$$

$$\Delta L2_i = (PAS_i^{SHORT} - PAS_i^{SHORT3} + PAS_i^{LONG}) - PAS_i^{SK} * 1,5;$$

$$L'2_i = 0, \Delta L'2_i \leq 0;$$

$$L'2_i = 1, \Delta L'2_i > 0;$$

$$\Delta L3_i = PAS_i^{LONG} - EBITDA_i * 3;$$

$$EBITDA_i = PROF_i + PR_i + NPR_i + AM_i;$$

$$L3_i = 0, \Delta L3_i \leq 0;$$

$$L3_i = 1, \Delta L3_i > 0;$$

$$\Delta L'3_i = PAS_i^{LONG} - EBITDA_i * 4;$$

$$L'3_i = 0, \Delta L'3_i \leq 0;$$

$$L'3_i = 1, \Delta L'3_i > 0;$$

$$\Delta L4_i = PR_i - \frac{EBITDA_i}{4};$$

$$L4_i = 0, \Delta L4_i \leq 0;$$

$$L4_i = 1, \Delta L4_i > 0;$$

$$\Delta L'4_i = PR_i - \frac{EBITDA_i}{3};$$

$$L'4_i = 0, \Delta L'4_i \leq 0;$$

$$L'4_i = 1, \Delta L'4_i > 0.$$

Если все $L_j = 0$, $j = \overline{1,4}$, то это говорит о том, что все Целевые лимиты долговой позиции выполняются, при этом очевидно, что $L'_j = 0$, $j = \overline{1,4}$, то есть все Максимально допустимые лимиты долговой позиции будут также выполняться. Значит, формирование инвестиционной программы электросетевой компании и плана привлечения заемных средств для финансирования этой программы должно быть таким, чтобы в конечном итоге ежегодно соблюдались все Целевые лимиты долговой позиции. Нарушение Максимально допустимых лимитов долговой позиции свидетельствует о принципиальной недопустимости соответствующей инвестиционной программы.

С целью упрощения расчетов при построении модели РСК учитывался только основной вид деятельности – услуги по передаче электроэнергии. Прочие виды деятельности оказывают незначительное влияние на финансово-экономические показатели деятельности РСК.

4. ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ВЛОЖЕНИЙ С УЧЕТОМ РЕАЛЬНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ В ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Рассмотрим алгоритм оптимизации структуры инвестиционных вложений с учетом реальных ограничений в деятельности электросетевых предприятий, который будет общим для любых электросетевых компаний и представим результаты расчетов на примере реальной РСК, финансово-экономическая модель которой представлена в п. 3.

В табл. 13. представлены инвестиционные возможности РСК, которая потенциально может реализовать 22 инвестиционных проекта.

Задача заключается в определении такого набора инвестиционных проектов РСК по необязательной части инвестиционной программы, реализация которого, с одной стороны, не привела бы к нарушению Лимитов долговой позиции РСК, а, с другой – максимизировала бы экономическую добавленную стоимость РСК. При этом нет ограничений на объем привлечения кредитных ресурсов и объем инвестиционной программы в целом. Это означает, что объем необязательной части инвестиционной программ также не имеет ограничений.

Таблица 13

ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ РСК ПО НЕОБЯЗАТЕЛЬНОЙ ЧАСТИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

Млн. руб.

№ проекта i	График финансирования по годам v_j						Дополнительный эффект $Deffp_i$
	1	2	3	4	5	Итого	
1	-	500	300	-	-	800	20
2	-	-	300	400	400	1100	30
3	250	300	100	-	-	650	23
4	350	-	100	-	-	450	12
5	-	300	150	-	-	450	9
6	-	-	-	200	300	500	10
7	-	-	300	300	300	900	15
8	-	100	70	70	100	340	10
9	300	200	-	-	-	500	14
10	400	300	100	-	-	800	22
11	-	-	-	350	500	850	30
12	300	250	100	-	-	650	17
13	-	100	100	-	-	200	7
14	-	-	200	200	200	600	23
15	-	-	400	100	400	900	25
16	-	250	-	300	100	650	20
17	250	100	-	-	-	350	10
18	50	250	50	-	-	350	9
19	100	100	100	-	-	300	5
20	-	300	-	-	-	300	8
21	-	200	200	-	-	400	12
22	100	300	100	-	-	500	15
Итого	2100	3550	2670	1920	2300	12540	346

Предположим, что изначально РСК предполагает реализовать первые шесть проектов из числа представленных в табл. 13. Первоначальный вариант инвестиционной программы РСК представлен в табл. 14. Дополнительный эффект при реализации такой программы составит 104 млн. руб.

Таблица 14

ПЕРВОНАЧАЛЬНАЯ ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРОГРАММА РСК (ДО ОПТИМИЗАЦИИ)

млн. руб.

Комбинация проектов k_i	Проект № i	Годы j						Дополнительный эффект $Deffp_i$
		1	2	3	4	5	Итого	
		Фиксированная программа V_j^{fix}						
		500	400	500	500	400	2300	
1	1	0	500	300	0	0	800	20
1	2	0	0	300	400	400	1100	30
1	3	250	300	100	0	0	650	23
1	4	350	0	100	0	0	450	12
1	5	0	300	150	0	0	450	9
1	6	0	0	0	200	300	500	10
0	7	0	0	0	0	0	0	0
0	8	0	0	0	0	0	0	0
0	9	0	0	0	0	0	0	0
0	10	0	0	0	0	0	0	0
0	11	0	0	0	0	0	0	0
0	12	0	0	0	0	0	0	0
0	13	0	0	0	0	0	0	0
0	14	0	0	0	0	0	0	0
0	15	0	0	0	0	0	0	0
0	16	0	0	0	0	0	0	0
0	17	0	0	0	0	0	0	0
0	18	0	0	0	0	0	0	0
0	19	0	0	0	0	0	0	0
0	20	0	0	0	0	0	0	0
0	21	0	0	0	0	0	0	0
0	22	0	0	0	0	0	0	0
	Итого	600	1100	950	600	700	3950	104

Задачу максимизации дополнительного эффекта от необязательной части инвестиционной программы можно решить путем перебора различных комбинаций проектов. Общее число комбинаций – 2^{22} .

Пусть $k_i, i = \overline{1,22}$ содержит некоторую комбинацию проектов, при этом:

$k_i = "0"$ – проект не реализуется;

$k_i = "1"$ – проект реализуется.

Критерием отсекающей той или иной комбинации проектов является несоблюдение Лимитов долговой позиции РСК, т.е. если какой либо:

$$L_j = 1 \quad (j = \overline{1,4}, i = \overline{1,5}),$$

где j – номер лимита, а i – номер года в рамках долгосрочного периода регулирования, то комбинация проектов не принимается к рассмотрению.

Однако при выполнении расчетов у нас нет жестко заданной программы привлечения кредитных ресурсов, которая изначально в финансово-экономической модели фигурирует как исходные данные. Таким образом, для каждой комбинации инвестиционных проектов, реализуемых РСК, необходимо определить план привлечения кредитов (на каждый год долгосрочного периода регулирования).

Оптимальную программу привлечения кредитных ресурсов для каждой комбинации инвестиционных проектов, реализуемых РСК, можно рассчитать, если принять во внимание следующие предпосылки:

- собственных и заемных источников с учетом остатка денежных средств должно быть достаточно для платежей из чистой прибыли и финансирования инвестиционной программы;
- привлекать излишние кредитные ресурсы – экономически нецелесообразно;
- остаток денежных средств на счете РСК не должен быть меньше установленного норматива.

Порядок определения кредитной программы следующий:

1. Определяется общий объем финансирования инвестиционной программы по какому-либо набору инвестиционных проектов (обязательная и необязательная программа) на каждый год долгосрочного периода регулирования:

$$V_j^{fin} = V_j^{fix} + \sum_{i=1}^{22} k_i \times V_{ij}; \quad j = \overline{1,5}.$$

2. Определяются собственные источники денежных средств с учетом остатка денежных средств:

$$SS_j^{ost} = VK_j + VIK_j + IK_j + IIK_j + \Delta NVV_j + D_{j-1} - D^{NORM};$$

$$j = \overline{1,5}.$$

Имеющиеся собственные источники денежных средств на каждый год долгосрочного периода регулирования уменьшаются на минимальный размер остатка денежных средств, что позволяет сохранить на счете сумму денежных средств не ниже установленного норматива.

3. Определяются предварительные оттоки из чистой прибыли электросетевой компании с учетом приходящихся на каждый год долгосрочного периода регулирования объемов погашения и процентов по заемным средствам:

$$PE'_j = P_j^{other} + \sum_{i=0}^{j-1} (PK_j^i + PR_j^i), \quad j = \overline{1,5}.$$

4. Определяются предварительные собственные источники денежных средств на инвестиционную программу:

$$V_j^{sob*} = SS_j^{ost} - PE'_j, \quad j = \overline{1,5}.$$

5. Рассчитывается объем кредитных источников на инвестиционную программу:

$$V_j^{kred} = \frac{V_j^{fin} - V_j^{sob*}}{\frac{LK-1}{LK} - \frac{1 + \frac{LK-1}{2}}{2} * R^K};$$

(в случае кредитных договоров, предусматривающих ежегодное погашение равными долями основной суммы долга) или $V_j^{kred} = \frac{V_j^{fin} - V_j^{sob*}}{1 - R^K}$ (в случае кредитных

договоров, предусматривающих погашение основной суммы долга в конце срока кредитования). При этом в расчете учитывается уменьшение собственных источников денежных средств на инвестиционную программу на проценты и погашение основной суммы долга по привлекаемым в текущем году заемным средствам.

Расчет источников финансирования инвестиционной программы РСК для случая, когда РСК реализует первоначальный вариант инвестиционной программы, представлен в табл. 15.

Автоматический расчет плана привлечения кредитных ресурсов на каждый год долгосрочного периода регулирования в зависимости от объема инвестиционной программы электросетевой компании позволяет разработать алгоритм оптимизации структуры инвестиционных вложений с учетом реальных ограничений в деятельности электросетевых предприятий. Данный алгоритм представлен на рис. 9 и 10.

Таблица 15

РАСЧЕТ ИСТОЧНИКОВ ФИНАНСИРОВАНИЯ ДЛЯ ПЕРВОНАЧАЛЬНОГО ВАРИАНТА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ РСК

Млн. руб.

Показатель	Усл. обозн.	Годы					
		1	2	3	4	5	6
Собственные источники денежных средств с учетом остатка денежных средств	SS_j^{ost}	1 095,5	1 484,9	1 779,8	2 362,1	2 490,1	2 770,5
Оттоки из прибыли	PE'_j	528,3	878,0	1 192,5	1 171,3	628,6	141,2
Предварительные собственные источники на инвест. программу	V_j^{sob*}	567,2	607,0	587,2	1 190,8	1 861,5	2 629,3
Кредитные источники на инвестиционную программу	$V_j^{kred}(K_j)$	885,5	1 484,3	1 433,9	0	0	0
Итоговые собственные источники на инвестиционную программу	V_j^{sob}	214,5	15,7	16,1	1 190,8	1 861,5	2 629,3
Проверочная строка	$V_j^{profit} + V_j^{amort}$	214,5	15,7	16,1	1 100,0	1 100,0	0

Кратко прокомментируем основные элементы данного алгоритма.

В алгоритме используются следующие параметры:

- m – обозначает номер комбинации проектов, при этом значение каждого двоичного разряда данного числа указывает на то, будет электросетевая компания реализовывать инвестиционный проект или нет (1-будет, 0-не будет);

- Def – суммарное значение дополнительного эффекта текущей комбинации проектов;
- Def^{best} – максимальное суммарное значение дополнительного эффекта текущей комбинации проектов, при реализации которых Лимиты долговой позиции электросетевой компании не нарушаются;
- $k_i^{best}, i = \overline{1,22}$ – содержит комбинацию проектов, при которой достигается Def^{best} , при этом:
 $k_i^{best} = "0"$ – проект не реализуется;
 $k_i^{best} = "1"$ – проект реализуется.

Дадим краткое описание основных элементов алгоритма оптимизации структуры инвестиционных вложений с учетом реальных ограничений в деятельности электросетевых предприятий.

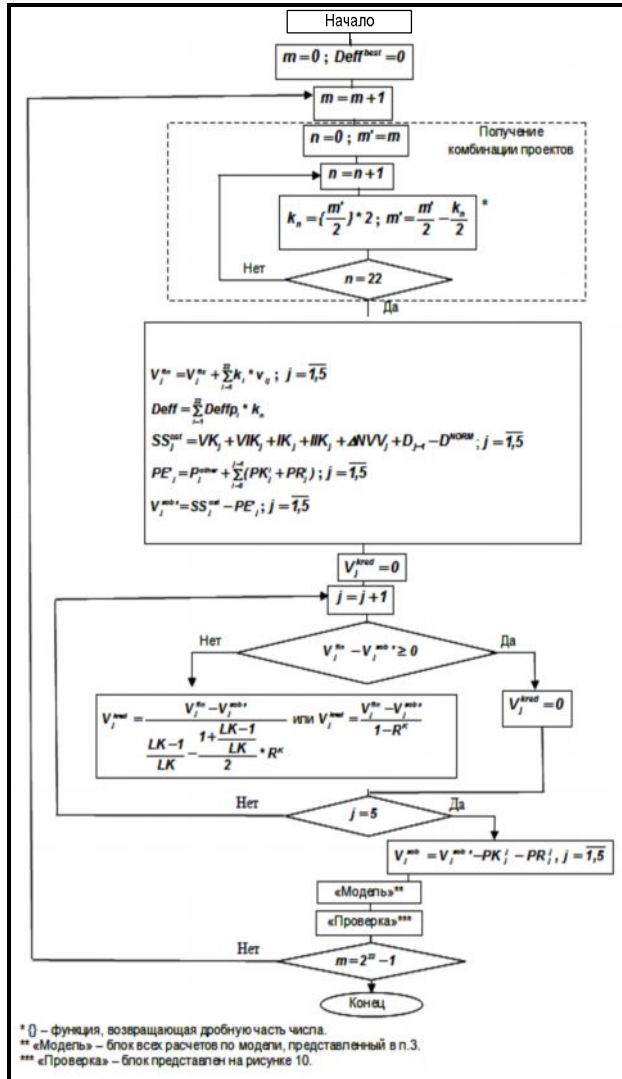


Рис. 10. «Проверка» – часть алгоритма оптимизации структуры инвестиционных вложений с учетом реальных ограничений в деятельности электросетевых предприятий

Число комбинаций всех возможных вариантов реализации инвестиционной программы составляет два в степени количества проектов, в нашем примере это – 22. Соответственно для перебора всех возможных комбинаций проекта задается цикл от 1 до 2^{22} (по параметру m). Если число m представить в двоичном

виде, то каждый его двоичный разряд (из 22-х) будет указывать на то, реализуется проект (номер которого соответствует номеру разряда) или не реализуется в очередной комбинации проектов из числа всех возможных проектов, составляющих инвестиционные возможности по необязательной части инвестиционной программы РСК.

Комбинацию проектов (в виде нулей и единиц), которая должна содержаться в массиве $k_i, i = \overline{1,22}$, можно получить следующим образом: переменной m' присваиваем значение m . Разделим двадцать два раза число m' на 2 (зададим цикл по n от 1 до 22). Остаток от деления будем отбрасывать у числа m' , умножать этот остаток на 2 и присваивать это значение k_n . k_n будет содержать значение n -го двоичного разряда числа m .

После получения очередной комбинации проектов, содержащейся в массиве $k_i, i = \overline{1,22}$. Мы можем определить:

- $V_j^{fin}, j = \overline{1,5}$ – общий объем финансирования инвестиционной программы, соответствующий полученной комбинации проектов, на каждый год долгосрочного периода регулирования;
- $Def = \sum_{i=1}^{22} Defp_i * k_n$ – дополнительный эффект за счет экономии ОПЕХ и потерь электроэнергии, возникающий при реализации текущей комбинации инвестиционных проектов;
- $V_j^{sob}, j = \overline{1,5}$ – объем предварительных собственных источников денежных средств на инвестиционную программу.

Если объем собственных источников на инвестиционную программу превышает общий объем финансирования инвестиционной программы (в соответствующий год долгосрочного периода регулирования), то инвестиционная программа реализуется исключительно за счет собственных средств и привлечения кредитов не требуется ($V_j^{kred} = 0$). В противном случае привлекаются заемные средства, которые определяются по формулам:

$$V_j^{kred} = \frac{V_j^{fin} - V_j^{sob}}{\frac{LK - 1}{LK} - \frac{1 + \frac{LK - 1}{LK}}{2} * R^K}$$

в случае кредитных договоров, предусматривающих ежегодное погашение равными долями основной суммы долга), или

$$V_j^{kred} = \frac{V_j^{fin} - V_j^{sob}}{1 - R^K}$$

в случае кредитных договоров, предусматривающих погашение основной суммы долга в конце срока кредитования).

Объем собственных источников на инвестиционную программу определяется путем уменьшения предварительных собственных источников на инвестиционную программу на суммы выплаты процентов и погашений основного долга по вновь привлекаемым кредитам в соответствующий год долгосрочного периода регулирования ($V_j^{sob} = V_j^{sob} - PK_j^j - PR_j^j, j = \overline{1,5}$).

Здесь есть два варианта:

1. $V_j^{sob} \geq 0$. Это означает, что собственных источников денежных средств достаточно для покрытия прочих платежей из чистой прибыли, а также на выплату процентов по заемным средствам и погашение основной суммы долга по заемным средствам, в соответствующий год долгосрочного периода регулирования.

2. $V_j^{sob} < 0$. Это означает, что собственных источников денежных средств не достаточно для покрытия прочих платежей из чистой прибыли, а также на выплату процентов по заемным средствам и погашение основной суммы долга по заемным средствам, в соответствующий год долгосрочного периода регулирования. Таким образом, электросетевой компании требуется привлекать заемные средства помимо финансирования инвестиционной программы еще и на обслуживание текущих обязательств, Лимиты долговой позиции при этом не обязательно будут нарушаться.

Если электросетевая компания вынуждена привлекать заемные средства для обслуживания своих заемных обязательств, то это сопряжено с повышенным риском потери платежеспособности компании. Такую стратегию финансирования инвестиционной программы назовем «агрессивной». Если компания считает недопустимым для себя обслуживать собственные долги заемными средствами, то такую стратегию финансирования инвестиционной программы назовем «умеренной». Таким образом, если компания планирует реализацию умеренной стратегии финансирования инвестиционной программы, то отрицательное значение собственных источников на финансирование инвестиционной программы является дополнительным критерием отсека.

Определив общий объем инвестиционной программы и кредитный план, необходимо провести перерасчет финансовой модели электросетевой компании, получив при этом значения Лимитов долговой позиции на каждый год долгосрочного периода регулирования.

Далее остается только запомнить комбинацию проектов, при реализации которой достигается максимум дополнительного эффекта за счет экономии ОПЕХ и потерь электроэнергии при условии выполнения Лимитов долговой позиции. Данный алгоритм представлен на рис. 10. Переменная *met* служит в качестве метки и изначально равна 0. Если при проверке нарушается какой-либо Лимит долговой позиции, то *met* приравнивается к 1. Если компания использует умеренную стратегию финансирования инвестиционной программы, то должна выполняться еще проверка неотрицательности собственных источников финансирования инвестиционной программы. Если *met* = 0, то текущий дополнительный эффект (*Deff*) сравнивается с наилучшим (*Deff^{best}*). Если текущий дополнительный эффект больше наилучшего, то наилучшему значению дополнительного эффекта приставляется текущее значение дополнительного эффекта, а текущая комбинация проектов запоминается как наилучшая.

Перебрав все возможные комбинации проектов, мы получим оптимальное решение задачи максимизации дополнительного эффекта, за счет экономии ОПЕХ и потерь электроэнергии, возникающего при реализации необязательной части инвестиционной программы.

Используя компьютерную модель, составленную в MS Excel, и вышеописанный алгоритм, можно определить оптимальную комбинацию проектов для необязательной части инвестиционной программы РСК, которая удовлетворяет установленным ограничениям на соблюдение Лимитов долговой позиции (и неотрицательности собственных источников финансирования инвестиционной программы при реализации умеренной стратегии), при этом достигается максимальный дополнительный эффект.

Рассмотрим вариант, когда РСК реализует все 22 инвестиционных проекта по необязательной части программы. Общий объем финансирования инвестиционной программы за пять лет составит 14 840 млн. руб. (2 300 млн. руб. – обязательная часть и 12 540 млн. руб. – необязательная часть инвестиционной программы). Дополнительный эффект составит 346 млн. руб.

Однако Лимиты долговой позиции РСК в течение 5-ти летнего долгосрочного периода нарушаются (таблица 16), а именно:

- в 3-й год нарушается целевой лимит по финансовому рычагу;
- во 2-й год нарушается целевой лимит по покрытию долга;
- с 1-го по 4-й годы нарушается целевой лимит по покрытию обслуживания долга.

Реализация в данном случае всего возможного набора инвестиционных проектов грозит для РСК финансовыми неприятностями.

Таблица 16

РАСЧЕТ ЛИМИТОВ ДОЛГОВОЙ ПОЗИЦИИ РСК ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ВСЕХ ВОЗМОЖНЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

Млн. руб.

Показатель	Усл. обозн.	Годы					
		1	2	3	4	5	6
ROE	ROE_i	4,09%	9,57%	12,33%	17,18%	15,52%	15,34%
Целевой Лимит по текущей ликвидности (КЗК<=(ЛА/1.5))	L1_i	0	0	0	0	0	0
Отклонение от ЦЛПЛ=КЗК/(ЛА/1.5)	Δ L1_i	-213,3	-213,3	-213,3	-213,3	-213,3	-1 430,7
Максимально допустимый Лимит по сумме ликвидных активов (КЗК<=ЛА)	L'1_i	0	0	0	0	0	0
Отклонение от МДЛПЛ=КЗК-ЛА	Δ L'1_i	-706,0	-706,0	-706,0	-706,0	-706,0	-2 532,1
Целевой лимит по финансовому рычагу (СЗК<=СК и ЧП за посл 4 кв>0)	L2_i	0	0	1	0	0	0
Отклонение от ЦЛФР = СЗК-СК	Δ L2_i	-2 928,8	-562,7	298,7	-997,8	-2 249,7	-4 978,8
Максимально допустимый ЛФР (СЗК<=СК*1,5 и ЧП за посл 4 кв>0)	L'2_i	0	0	0	0	0	0
Отклонение от МЛФР = СЗК-СК*1,5	Δ L'2_i	-6 296,4	-4 227,1	-3 815,4	-5 891,0	-7 963,6	-11 644,7
Целевой лимит по покрытию долга (ДЗК<=ЕВИТДА*3)	L3_i	0	1	0	0	0	0
Отклонение от ЦЛПД (= ДЗК - ЕВИТДА*3)	Δ L3_i	-33,6	170,5	-265,0	-2 976,3	-3 297,5	-3 796,7
Максимально допустимый ЛПД (ДЗК<=ЕВИТДА*4)	L'3_i	0	0	0	0	0	0
Отклонение от МЛПД (= ДЗК - ЕВИТДА*4)	Δ L'3_i	-998,1	-1 712,6	-2 880,2	-6 582,5	-7 140,5	-7 531,1

Показатель	Усл. обозн.	Годы					
		1	2	3	4	5	6
Целевой лимит по покрытию обслуживания долга (Обсл. долга \leq \leq $EBITDA/4$)	$L4_i$	1	1	1	1	0	0
Отклонение от ЦПОД (Обслуживание долга $- EBITDA/4$)	$\Delta L4_i$	56,7	139,1	183,3	2,6	-3,7	-502,5
Максимально допустимый ЛПОД (Обсл. долга \leq $EBITDA/3$)	$L'4_i$	0	0	0	0	0	0
Отклонение от МЦПОД (Обслуживание долга $- EBITDA/3$)	$\Delta L'4_i$	-23,6	-17,8	-34,6	-297,9	-323,9	-813,7

Используем компьютерную модель алгоритма оптимизации структуры инвестиционных вложений с учетом реальных ограничений в деятельности электросетевых предприятий для поиска оптимальной инвестиционной программы.

Сначала рассмотрим результаты расчетов при условии, что РСК использует агрессивную инвестиционную стратегию реализации инвестиционной программы и условием кредитования является погашение основной суммы долга равномерно в течение срока кредитования. Максимальный дополнительный эффект (а, значит, и максимум экономической добавленной стоимости) при условии соблюдения лимитов стоимостных параметров заимствования РСК может достичь путем реализации 18-ти проектов под следующими номерами: 1, 2, 3, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20, 21, 22. Дополнительный эффект за счет экономии ОПЕХ и потерь электроэнергии составит 298 млн. руб.

Теперь проанализируем результаты расчетов при условии, что РСК использует агрессивную инвестиционную стратегию реализации инвестиционной программы и условием кредитования является единовременное погашение суммы основного долга в конце срока кредитования. Максимальный дополнительный эффект (а, значит, и максимум экономической добавленной стоимости) при условии соблюдения лимитов стоимостных параметров заимствования РСК может достичь путем реализации 18-ти проектов под следующими номерами: 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 20, 21, 22. Дополнительный эффект за счет экономии ОПЕХ и потерь электроэнергии составит 322 млн. руб.

Из приведенных расчетов видно, что условие кредитования с погашением суммы основного долга в конце срока кредитования является наиболее привлекательным. Отсрочка по выплате основного долга позволяет увеличить объем реализуемой инвестиционной программы при условии выполнения Лимитов долговой позиции.

Теперь рассмотрим результаты расчетов при условии, что РСК использует умеренную инвестиционную стратегию реализации инвестиционной программы и условием кредитования является погашение основной суммы долга равномерно в течение срока кредитования. Оптимальная комбинация (из 10-ти проектов) будет следующей: 2, 3, 6, 7, 8, 11, 14, 15, 16, 22. Дополнительный эффект будет уже существенно меньше и составит 201 млн. руб. при существенно меньшем количестве реализации инвестиционных проектов по необязательной части инвести-

ционной программы РСК. Расчет источников финансирования инвестиционной программы РСК для умеренной стратегии реализации инвестиционной программы с равномерным ежегодным погашением основной суммы долга представлен в табл. 17.

Таблица 17

РАСЧЕТ ИСТОЧНИКОВ ФИНАНСИРОВАНИЯ ДЛЯ УМЕРЕННОЙ СТРАТЕГИИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ РСК (С РАВНОМЕРНЫМ ЕЖЕГОДНЫМ ПОГАШЕНИЕМ ОСНОВНОЙ СУММЫ ДОЛГА)

Млн. руб.

Показатель	Усл. обозн.	Годы					
		1	2	3	4	5	6
Собственные источники денежных средств	$SS_i^{ост}$	1 095,5	1 447,8	1 721,2	2 382,1	2 615,1	2 457,5
Оттоки из прибыли	PE'_i	528,3	723,2	883,1	1 183,8	1 539,5	1 849,6
Предварительные собственные источники на инвест. программу	V_i^{sob}	567,2	724,5	838,2	1 198,4	1 075,6	607,9
Кредитные источники на инвестиционную программу	$V_i^{cred}(K_i)$	470,0	1 039,6	1 881,2	2 030,4	2 699,8	0,0
Итоговые собственные источники на инвестиционную программу	V_i^{sob}	380,0	310,4	88,8	389,6	0,2	607,9
Проверочная строка	$V_i^{profit} + V_i^{amort}$	380,0	310,4	88,8	389,6	0,2	0,0

По табл. 17 видно, что в 5-м году долгосрочного периода кредитования у РСК практически не остается собственных средств для финансирования инвестиционной программы.

Оптимальная комбинация из 16 проектов при условии, что РСК использует умеренную инвестиционную стратегию реализации инвестиционной программы и условием кредитования является единовременное погашение суммы основного долга в конце срока кредитования, будет следующей: 2, 3, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 18, 20, 21, 22. Дополнительный эффект составит 273 млн. руб.

Использование алгоритма оптимизации структуры инвестиционных вложений с учетом реальных ограничений в деятельности электросетевых предприятий позволяет не только максимизировать *EVA* электросетевой компании, но и выработать оптимальные условия кредитования инвестиционной программы, а также оценивать целесообразность применения той или иной стратегии реализации инвестиционной программы (агрессивной или умеренной).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении важно отметить, что разработанный методический инструмент может использоваться менеджментом электросетевых предприятий для оптимизации структуры инвестиционных вложений с целью максимизации стоимости компаний. Разработанный алгоритм оптимизации структуры инвестиционной программы с учетом реальных ограничений в деятельности электросетевых компаний является удобным инструментом управления *EVA* компании. Использование данного инструмента является своего рода инновацией в области стратегического управления электросетевыми компаниями, позволяющей в полной мере использовать возможности тарифного регулирования по методу *RAB*.

Литература

1. Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала [Электронный ресурс] : приложение к приказу Федеральной службы по тарифам от 26 июня 2008 г. №231-э. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
2. О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в РФ [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 26 февр. 2004 г. №109. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
3. Об утверждении нормы доходности на инвестированный капитал [Электронный ресурс] : приказ Федеральной службы по тарифам от 15 авг. 2008 г. №152-э/15. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
4. Брейли Р. Принципы корпоративных финансов [Текст] / Р. Брейли, С. Майерс ; пер. с англ. Н. Барышниковой. – М. : Олимп-бизнес, 1997. – 1120 с.
5. Валдайцев С.В. Оценка бизнеса [Текст] : учеб. для студентов экон. специальностей / С.В. Валдайцев. – М. : Проспект : Велби, 2003. – 352 с.
6. Виленский П.Л. и др. Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика [Текст] : учеб. пособие / П.Л. Виленский, В.Н. Лившиц, С.А. Смоляк. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Дело, 2002. – 888 с.
7. Винс Р. Новый подход к управлению капиталом [Текст] / Р. Винс ; пер.с англ. – М. : Евро, 2003. – 264 с.
8. Волкова И.О. Теория и методология эффективного управления производственными активами электросетевых компаний [Текст] : автореф. дис. ... д-ра экон. наук / И.О. Волкова. – СПб, 2009. – 33 с.
9. Гительман Л. Реформа электроэнергетики: оценка эффективности и корректировка курса [Текст] / Л. Гительман, Б. Ратников // Энергорынок. – 2009. – №1. – С. 10-14.
10. Гительман Л.Д. Энергетический бизнес [Текст] : учеб. пособие / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. – М. : Дело, 2006. – 600 с.
11. Дьяков А.Ф. и др. Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике [Текст] : учеб. пособие для студентов вузов / А.Ф. Дьяков, В.В. Жуков, Б.К. Максимов, В.В. Молодюк ; под ред. Дьякова А.Ф. – 3-е изд., стереотип. – М. : Издательский дом МЭИ, 2007. – 504 с.
12. Дьяков А.Ф. Рынок электрической энергии в России: состояние и проблемы развития [Текст] : учеб. пособие / А.Ф. Дьяков. – М. : Изд-во МЭИ, 2000. – 135 с.
13. Запорожский А.И. Управление стоимостью компании и стратегический анализ на основе модели Modified Cash Value Added (MCVA) [Текст] / А.И. Запорожский // Корпоративные финансы. – 2007. – №1. – С. 78-110.
14. Каплан Р. Стратегические карты. Трансформация нематериальных активов в реальные результаты [Текст] / Р. Каплан. – М. : Олимп-бизнес, 2005. – 512 с.
15. Клоков В.И. Система контроля и управления стоимостью, основанная на доходности инвестиционного потока [Текст] / В.И. Клоков, А.Н. Рассказова // Финансовый менеджмент. – 2003. – №6. – С. 3-22.
16. Клочкова Н. и др. Модель RAB как фактор повышения стоимости компаний [Текст] / Н. Клочкова, К. Котиков, О. Иванова // Энергорынок. – 2008. – №4 – С. 102-104.
17. Клочкова Н.В. Управление доходностью совокупных активов предприятий электроэнергетики [Электронный ресурс] / Клочкова Н.В., Антипов М.В. // Вестник ИГЭУ. – 2005. – Вып. 2. URL: <http://www.ispu.ru/files/157-160.pdf>
18. Козырь Ю. Оценка и управление стоимостью компаний [Текст] / Ю. Козырь // Рынок ценных бумаг. – 2000. – №19. – С. 69-71.
19. Козырь Ю.В. Стоимость компании: оценка и управленческие решения [Текст] / Ю.В. Козырь. – М. : Альфа-пресс, 2004. – 200 с.
20. Коровко П.А. и др. Внедрение метода RAB – сюрпризы и задачи [Электронный ресурс] / П.А. Коровко, Ю.В. Зеленский, Е.В. Кириченко // Консалтинговый портал ДФО. URL: <http://www.p-a-g.ru/61.html>
21. Коупленд Т. и др. Стоимость компаний: оценка и управление [Текст] / Т. Коупленд, Т. Коллер, Дж. Мурин ; пер. с англ. – М. : Олимп-бизнес, 2005. – 554 с.
22. Ламакин Г.Н. Основы менеджмента в электроэнергетике [Текст] : учеб. пособие ; в 2 ч. / Г.Н. Ламакин. – Тверь : ТГТУ, 2006. – Ч. 1. – 208 с.
23. Макаров А. Управление развитием электроэнергетики после дерегулирования отрасли [Текст] / А. Макаров, Ф. Веселов // Энергорынок. – 2009. – №5. – С. 8-14.
24. Макаров А.А. и др. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики [Текст] / А.А. Макаров, Ф.В. Веселов, Е.А. Волкова, А.С. Макарова. – М. : ИНЭИ РАН, 2007. – 104 с.
25. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов [Текст] : вторая редакция / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике ; рук. авт. кол.: Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. – М. : Экономика, 2000. – 421 с.
26. Окорочков Р.В. Модели государственного и рыночного управления электроэнергетической отраслью [Текст] / Р.В. Окорочков // Вестник Ивановского гос. энергетического ун-та. – 2006. – №1. – С. 15-22.
27. Окорочков Р.В. Финансовая устойчивость электроэнергетических компаний [Текст] / Р.В. Окорочков. – СПб : Изд-во Политехн. ун-та, 2005. – 132 с.
28. Степанов Д. Value-Based Management и показатели стоимости [Текст] / Д. Степанов // Управление компанией. – 2008. – №5. – С. 60-65.
29. Холдинг МРСК [Электронный ресурс] : официальный сайт. – Режим доступа: <http://www.holding-mrsk.ru/>
30. Янгель Д. Модель EVA: ориентация на стоимость / Д. Янгель // Консультант. – 2005. – №23. – С. 20-26.

Ключевые слова

Инвестиционный проект; экономическая добавленная стоимость; структура инвестиционных вложений; инструменты оптимизации; электросетевые компании; метод доходности инвестированного капитала; эффективность; чистый дисконтированный доход; финансовая модель; оценка стоимости компании; лимиты долговой позиции.

Оклей Павел Иванович

РЕЦЕНЗИЯ

Актуальность проблемы. Управление компаниями с целью роста акционерного капитала уже давно является предметом изучения многих исследователей. Рассмотрение такой задачи для естественных монополий, в частности для электросетевого комплекса России, является весьма актуальной задачей особенно в связи с изменением системы тарифного регулирования в данной отрасли.

Научная новизна и практическая значимость. В статье предложены методы оценки эффективности инвестиционных проектов, реализуемых электросетевыми предприятиями в новых условиях тарифного регулирования, а также предложен инструмент оптимизации структуры инвестиционной программы с целью максимизации экономической добавленной стоимости предприятия. Ценным является то, что предлагаемые автором методы можно непосредственно использовать в текущей деятельности электросетевых предприятий. В то же время излишняя концентрация внимания на вопросах роста стоимости компании может отвлечь без внимания оценку надежности функционирования электросетевого комплекса, а также вопросы социального характера. Данная работа имеет четко выраженную отраслевую направленность, результаты которой могут быть использованы руководителями и специалистами электросетевых предприятий.

Заключение: Работа заслуживает положительной оценки и является весьма актуальной, в связи с чем, может быть рекомендована к изданию.

Удалов Ф.Е., д.э.н., профессор кафедры менеджмента Нижегородского государственного университета им. Н.И. Лобачевского

8.1. TOOLS OPTIMIZE THE STRUCTURE OF INVESTMENTS OF POWER GRID COMPANIES TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF INVESTED CAPITAL IN THE NEW TARIFF REGULATION

P.I. Okley, Bloc Leader of Industrial Activity,
JSC «Inter RAO UES»

In 2011 the transition of electricity distribution companies to a new system of tariff regulation was completed. The system is based on Regulatory Asset Base method (RAB method) and establishes a solid foundation for industry development and attractiveness for investors. At the same time, a lot depends on how the electricity distribution companies use the benefits of the new tariff regulation system.

The new tariff regulation system also makes it possible to carry out correct calculation of investments efficiency of electricity distribution companies. In particular, this article presents methods for calculating the NPV of investment projects of distribution network operators with due consideration of the investment project type.

However, the main feature of the new tariff regulation system is that it allows operating an electricity distribution company relying on economic value added (EVA), which is actually the basis of investment attractiveness for the industry. This article presents a method for optimization of the investment program structure of an electricity distribution enterprise aiming to maximize the growth of economic value added.

The parameters of RAB-regulation can also represent the basis for the credit policies development in electricity distribution companies. The influence of such parameters on the borrowings terms and conditions are also discussed in this article.

Literature

- Guidelines for the regulation of tariffs by the method of regulatory asset base [Electronic resource] : Annex to the Order of the Federal Tariff Service of 26 June 2008 N 231-э. Access from the background of the legal system «**Consultant plus**».
- On pricing for electricity and heat power in the Russian Federation [Electronic resource] : Government Resolution of 26 February. 2004 № 109. Access from the background of the legal system «**Consultant plus**».
- On approval of the rate of return on invested capital [Electronic resource] : Order of the Federal Tariff Service of August 15. 2008 №152-э/15. Access from the background of the legal system «**Consultant plus**».
- R. Brealey. *Principles of Corporate Finance* [Text] / R. Brealey, S. Myers: trans. from Engl. by N. Baryshnikova. – M. : JSC «Olimp-Biznes», 1997. – 1120 p.
- S.V. Valdaytsev. Business valuation: A Textbook for students of economic specialties [Text] / S. Valdaytsev. – M. : Prospect: TK Welby, 2003. – 352 p.
- P.L. Vilenskiy. Evaluating the effectiveness of investment projects: Theory and Practice: educational guide [Text] / P.L. Vilenskiy, V.N. Livshitz, S.A. Smolyak : 2-nd edit., revised and enlarged edition. – M. : Delo, 2002. – 888 p.
- R. Vince. A new approach to capital management [Text] / Robert Vince; translation from Eng. – M. : Publishing House «EURO», 2003. – 264 p.
- I.O. Volkova. Theory and methodology of effective management of productive assets of electric grid companies [Text] Abstract of Master Thesis Dr. Econ. Science / I.O. Volkova. – St. Petersburg, 2009. – 33 p.

- L. Gitelman. Electricity reform: performance evaluation and correction rate [Text] / L. Gitelman, B. Ratnikov // Energy Market. – 2009. – № 1 (62). – P. 10-14.
- L.D. Gitelman. Energy Business: A Handbook. Guide [Text] / L.D. Gitelman, B.E. Ratnikov – M. : Delo, 2006. – 600 p.
- A.F. Dyakov. Management and Marketing in the power sector: textbook for university students [Text] // A.F. Dyakov, V.V. Zhukov, B.K. Maksimov, V.V. Molodyuk, ed. Dyakov A.F. – 3rd ed. stereotypes. – M. : Publishing House of Moscow Power Engineering Institute, 2007. – 504 p.
- A.F. Dyakov. Market of electric energy in Russia: status and problems of development: study guide [Text] / A.F. Dyakov. – M. : Publishing House of Moscow Power Engineering Institute, 2000. – 135 p.
- A.I. Zaporozhskiy. Cost Management company and strategic analysis on the model of Modified Cash Value Added (MCVA) [Text] / A.I. Zaporozhskiy // Corporate Finance. – 2007. – № 1. – P. 78–110.
- R. Kaplan The strategy map. Converting *intangible assets into tangible* outcomes [Text] / R. Kaplan. – M. : Olimp-Business, 2005. – 512 p.
- V.I. Klokov. Monitoring and control system cost, based on the profitability of the investment flow [Text] / V.I. Klokov, A.N. Rasskazova // Financial Management. – 2003. – № 6. – P. 3-22.
- N. Klochkova. Model RAB as a factor in increasing the value of companies [Text] / N. Klochkova, K. Kotikov, O. Ivanov // Energy Market. – 2008. – № 4 – P. 102–104.
- N.V. Klochkova. Managing profitability of the total assets of the electricity industries [Electronic resource] / N.V. Klochkova, M.V. Antipov // Journal ISPU. – 2005. – Vol. 2. URL: <http://www.ispu.ru/files/157-160.pdf>
- Y. Kozyir. Assessment and management companies value [Text] / Y. Kozyir // Stock Market. – 2000. – № 19. – P. 69-71.
- Y.V. Kozyir. The company's value: assessment and management decisions [Text] / Y.V. Kozyir. – M. : Publishing House «Alpha-Press», 2004. – 200 p.
- P.A. Korovko. Introduction of RAB – surprises and challenges [Electronic resource] / P.A. Korovko, Y.V. Zelenski, E.V. Kirichenko // Consulting Portal DFO. URL: <http://www.p-a-g.ru/61.html>
- T. Copeland. Valuation: measuring and managing the value of *companies* [Text] / T. Copeland, T. Koller, J. Murrin; trans. from Engl. – M. : ZAO «Olimp-Business,» 2005. – 554 p.
- G.N. Lamakin. Principles of management in electric power industry: textbook. Tutorial: 2 parts [Text] / G.N. Lamakin. – Tver: TSTU, 2006. – Part 1. – 208 p.
- A. Makarov. Development management after deregulation of electric power industry [Text] / A. Makarov, F. Veselov // Energy Market. – 2009. – № 5 – P. 8-14.
- A.A. Makarov. Methodological basis for the development prospects of power industry [Text] / A.A. Makarov, F.V. Veselov, E.A. Volkova, A.S. Makarova. – M. : INEI RAN, 2007. – 104 p.
- Methodical recommendations on the evaluation of investment projects: (Second edition) [Text] / Ministry of Economy RF, Ministry of Finance RF, State Committee on Construction, Architecture and Housing Policy; lead auth.: V.V. Kossov, V.N. Livshitz, A.G. Shahnazarov. – M. : JSC «NPO», Economica publishing house, 2000. – 421 p.
- R.V. Okorokov. Model of state control and market the electricity industry [Text] / R.V. Okorokov // Bulletin of Ivanovo State Power University. – 2006. – № 1. – P. 15-22.
- R.V. Okorokov. Financial sustainability of energy companies [Text] / R.V. Okorokov. – St. Petersburg: Polytechnic University Press, 2005. – 132 p.
- D. Stepanov. Value-Based Management and performance value [Text] / D. Stepanov // Management of the company. – 2008. – № 5. – P. 60-65.
- IDGC Holding [Electronic resource]: official website. – Mode of access: <http://www.holding-mrsk.ru/>
- D. Yangel. Model EVA: focus on cost / D. Yangel // Consultant. – 2005. – № 23 – P. 20-26.

Keywords

Investment project; economic value added (EVA); structure of investments; optimization tools; electric grid companies; regulatory asset base (**RAB**) *method*; effectiveness; efficiency; net present value (NPV); financial model; valuation of the company; limits debt position.