

Опубликована в журнале «Газотурбинные технологии», 2005, №6

Масштабы внедрения ПГУ и ГТУ в среднесрочной перспективе

Т. В. Новикова, И. В. Ерохина, А. А. Хоршев (ИНЭИ РАН, Москва)

В последнее время энергокомпании проявляют повышенный интерес к внедрению прогрессивных - парогазовых и газотурбинных - технологий производства электроэнергии. Так, например, в рамках разработки корпоративного баланса на 2005-2009 гг. ДЗО¹ представили инвестиционные предложения по вводу новых и обновлению действующих паротурбинных электростанций суммарной мощностью около 14 млн. кВт (рис.1). 65% всех инвестиционных предложений – 9 млн. кВт – относятся к внедрению прогрессивных технологий, из которых около 8 млн. кВт – ПГУ и чуть более 1 млн. кВт – ГТУ. Основная часть этих предложений относится к категории нового строительства – 5,8 млн. кВт, суммарная мощность предложений по внедрению ПГУ и ГТУ при замене составляет 3,1 млн. кВт.



Рис.1. Структура инвестиционных предложений ДЗО

В настоящее время вследствие низкой стоимости топлива, недостаточной надежности и неудовлетворительных технико-экономических показателей нового оборудования, в первую очередь, его высокой стоимости, энергокомпании «осторожничают» и рассматривают продление срока службы как основное решение проблемы старения паротурбинного оборудования действующих ТЭС в среднесрочной перспективе. Так, например, предложения ДЗО по продлению сроков эксплуатации устаревшего оборудования в ближайшую пятилетку составляют около 25 млн. кВт или 20% суммарной мощности действующих ТЭС. Однако, как показали многочисленные исследования ИНЭИ РАН по оценке эффективности обновления ТЭС, по мере роста стоимости топлива и повышения экономичности нового оборудования энергокомпании будут стремиться к внедрению ПГУ и ГТУ для решения проблемы не только физического, но и морального старения оборудования действующих электростанций.

Традиционно при оценке эффективности проектов нового строительства и обновления в условиях неопределенности, к которым относится среднесрочная и долгосрочная перспектива, в электроэнергетике применялся **сценарный подход**. Суть данного метода заключается в формировании нескольких сценариев, в которых часть факторов неопределенности принимают их «крайние» значения, а остальные фиксируются на определенном уровне. Применение этого метода позволяет определить условия успешной реализации проекта, а также выделить «критические» факторы неопределенности, которые в наибольшей степени влияют на результаты оценки. Иллюстрация использования данного метода при оценке эффективности замены паротурбинного оборудования ТЭС на ПГЭС, ПГУ-ТЭС и ГТУ-ТЭС при варьировании значений удельных капиталовложений и цен топлива и электроэнергии представлена на рис. 2.

¹ ДЗО - дочерние и зависимые общества ПАО «ЕЭС России» (АО-энерго и АО-электростанции)

В результате процессов либерализации, приватизации и дерегулирования в электроэнергетике изменились механизмы реализации инвестиционных проектов в отрасли, в том числе возросло количество способов и источников их финансирования. В этом случае применения сценарного подхода к оценке эффективности проектов нового строительства и обновления электростанций недостаточно, так как он не позволяет обоснованно ответить на ключевые для инвестора вопросы: какой доход он получит в результате инвестирования, какова вероятность и возможный размер собственных убытков.

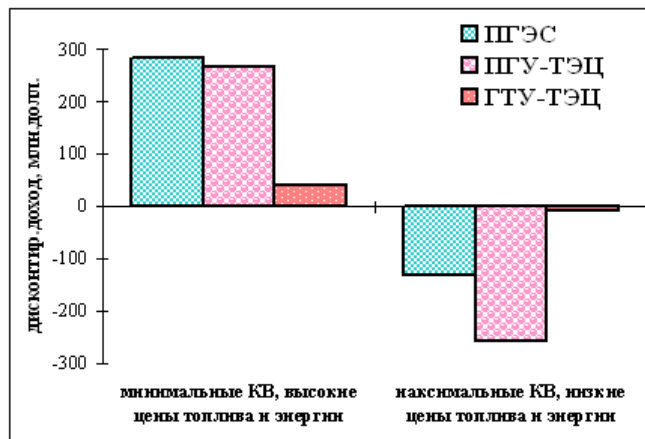


Рис.2. Эффективность обновления ТЭС при варьировании значений удельных капиталовложений и цен топлива и энергии

В качестве методического инструментария для оценки эффективности проектов нового строительства и обновления, позволяющего подготовить поле решений для инвестора, ИНЭИ РАН была разработана и опробована методика риск-анализа. Данная методика предполагает формирование достаточно **большого числа сочетаний значений факторов риска** (например, колебание цен топлива, колебание спроса на электроэнергию, изменение технико-экономических показателей ТЭС в результате установки ПГУ и ГТУ), которые задаются **случайно** на основе использования датчика случайных чисел в границах принятых диапазонов и в соответствии с заданными законами их распределения. При этом закон распределения задается экспертно или по желанию инвестора.

Для каждого сформированного сочетания факторов риска (сценария) оценивается коммерческая эффективность установки ПГУ и ГТУ. На основе статистической обработки результатов расчета эффективности обновления ТЭС строится распределение вероятностей возможной величины дисконтированного дохода (ЧДД) и находится доля сценариев, которые соответствуют его отрицательному значению. Отношение числа таких сценариев к общему количеству сценариев и дает оценку риска инвестиций в обновление ТЭС.

При этом считается, что если вероятность получения убытков:

- 1) не превышает 25%, то проект обновления ТЭС характеризуется минимальной степенью риска,
- 2) 25-50% - проект обновления ТЭС обладает повышенной рискованностью,
- 3) 50-75% - проект обновления ТЭС имеет критический риск,
- 4) превышает 75% - реализация проекта обновления ТЭС недопустима.

Ниже приводится иллюстрация применения данного методического инструментария для оценки коммерческой привлекательности для инвесторов проектов по замене паротурбинного оборудования ТЭС на ПГЭС, ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ. Следует отметить, что описываемые в примерах объекты являются условными, то есть сформированные для них широкие диапазоны значений факторов риска должны рассматриваться только как иллюстративными.

На основе результатов многочисленных исследований ИНЭИ РАН для анализа выявлены основные факторы риска, влияющие на коммерческую привлекательность обновления ТЭС. Этими факторами являются: 1) превышение сметной стоимости работ по обновлению устаревшего оборудования ТЭС, 2) колебание цен топлива, 3) изменение спроса на продукцию ТЭС, 4) увеличение продолжительности работ по замене оборудования, 5) изменение технико-экономических показателей ТЭС в результате установки ПГУ и ГТУ (расход топлива, условно-

постоянные затраты). Именно для этих факторов риска были сформированы возможные диапазоны их значений. При этом для ценовых показателей (цен топлива, электроэнергии и тепла) рассмотрены их две динамики в соответствии с «Энергетической стратегией России на период до 2020 г.», утвержденной Правительством РФ 28.08.03. Диапазоны технико-экономических показателей ПГУ и ГТУ приняты на основе анализа инвестиционных предложений, представленных энергокомпаниями в рамках разработки корпоративного баланса на 2005-2009 гг. (табл.1). Безусловно, при анализе инвестиционной привлекательности обновления конкретных объектов, когда максимально учитываются все индивидуальные особенности эксплуатации ТЭС, диапазоны варьирования значений ряда факторов риска будут значительно сужены и даже могут быть заданы детерминировано.

Таблица 1.

Диапазоны факторов риска

Технико-экономические показатели	Единицы измерения	ПГЭС		ГТ-ТЭЦ		ПГУ-ТЭЦ	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Тип оборудования		ПГУ-325		НК-37+КУ		ПГУ-325	
Электрическая мощность блока	МВт	325		25		325	
Тепловая мощность блока	Гкал/час			50		300	
Расход энергии на собственные нужды в конд.цикле	%	2.0%	4.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Расход энергии на собственные нужды в тепл.цикле	%			2.1%	10.0%	2.0%	4.5%
Удельный расход топлива на отпуск э/э в конд.цикле	Гут/кВтч	210	250	280	340	255	280
Удельный расход топлива на отпуск э/э в тепл.цикле	Гут/кВтч			180	280	175	190
Удельный расход топлива на отпуск тепла	Кгуг/Гкал			155	170	155	170
Число часов работы в году	ч/год	4000	7000	3000	7800	3500	6500
в т.ч. в теплофикационном цикле	ч/год			2800	7300	2500	4700
Постоянные затраты	долл/кВт	10	30	15	40	20	35
Удельные капитальные затраты	долл/кВт	110	600	230	720	175	890

Для каждого из рассматриваемых объектов с использованием метода Монте-Карло было сформировано 250 различных сочетаний факторов риска (сценариев) и оценена коммерческая эффективность установки ПГУ и ГТУ, результаты которой представлены на рис. 3.

Из рис.3. видно, что инвестиционная привлекательность обновления ТЭС зависит от типа оборудования, устанавливаемого при замене.

Практически безрисковой (то есть коммерчески привлекательной) считается установка ПГЭС – вероятность получения отрицательного ЧДД при этом составляет лишь 5%. Это означает, что из 250 различных сценариев факторов риска, сформированных случайным образом, лишь в 13 сценариях замены оборудования на ПГЭС возможно получение убытков, величина которых не превысит 50 млн. долл. Наиболее вероятный доход, который получит инвестор в результате замены на ПГЭС, составит 100-150 млн. долл. Причем достаточно высока вероятность и того, что доход превысит 150 млн. долл.

С небольшой натяжкой можно считать безрисковой установку ГТУ-ТЭЦ – вероятность получения отрицательного ЧДД при этом составляет 28%, т. е. лишь на 3% превышает верхнюю границу безрискового интервала (что можно принять за погрешность расчетов). Наиболее вероятный доход, который получит инвестор в результате замены на ГТУ-ТЭЦ, составит 5-10 млн. долл., что на порядок ниже по сравнению с ПГЭС.

Самой рискованной считается установка ПГУ-ТЭЦ - вероятность получения убытков при этом составляет 40%. Такая степень рискованности не считается критической, поэтому установка ПГУ-ТЭЦ наряду с предыдущими объектами также считается коммерчески привлекательной. Наиболее вероятный доход, который получит инвестор в результате замены на ПГУ-ТЭЦ, составит 50 млн. долл., что сопоставимо с ПГЭС.

Дальнейшим этапом исследования было количественное определение степени влияния каждого фактора риска на эффективность установки ПГЭС, ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ, осуществляемое по специальной процедуре, созданной на основе факторного анализа. Был рассчитан ЧДД каждого способа замены на ТЭС при последовательном изменении значений каждого из факторов риска и фиксированных значениях оставшихся факторов. Ранжирование факторов риска по степени влияния на величину ЧДД показана на рис. 4.

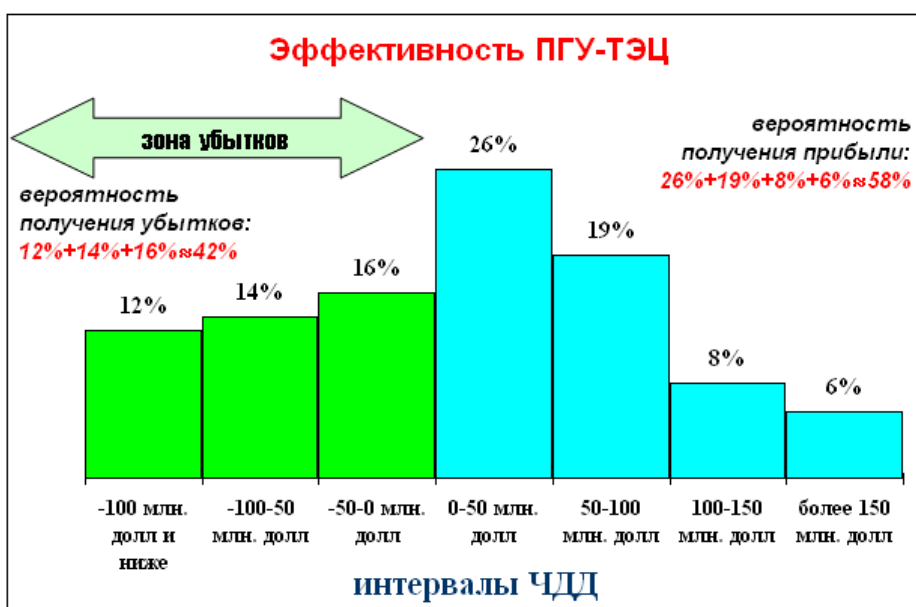
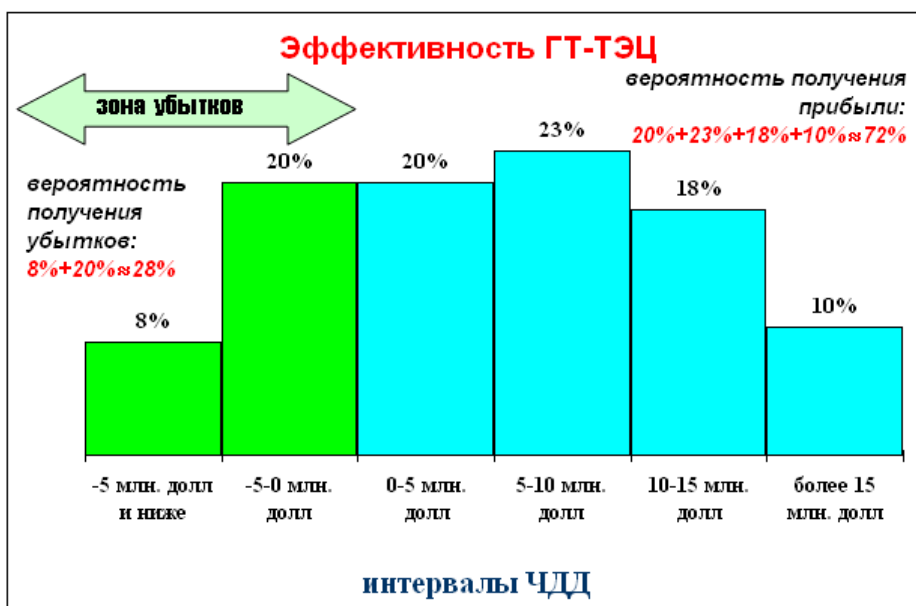
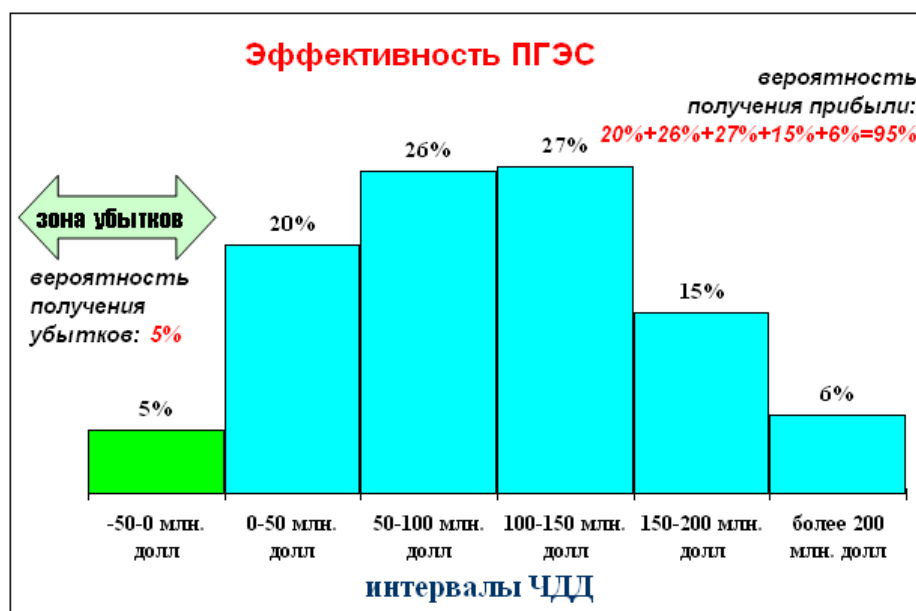


Рис.3. Оценка инвестиционной привлекательности обновления ТЭС

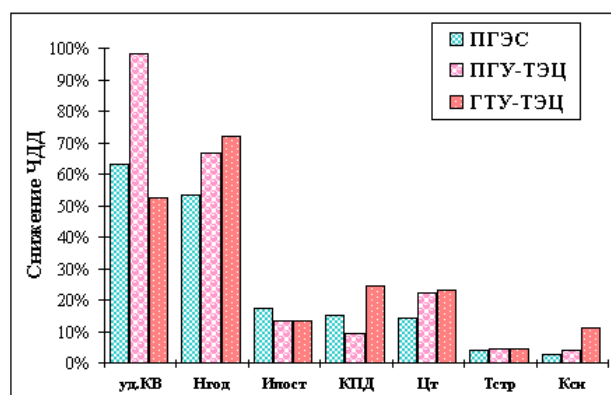


Рис.4. Влияние факторов риска на инвестиционную привлекательность обновления ТЭС

Данный этап исследования является важным. Он позволяет выявить «критические» факторы риска и при оценке инвестиционной привлекательности конкретных объектов разработать комплекс мер по ликвидации этих рисков или минимизации возможного ущерба от их проявления (например, посредством страхования, создания резервных фондов, подписания долгосрочных контрактов на поставку топлива и т.д.).

Для иллюстрируемого примера самыми «критичными» для всех способов замены являются показатели: удельные капиталовложения и годовое число часов использования установленной мощности ТЭС. Наиболее значимо фактор удельных капиталовложений проявляется при установке ПГУ-ТЭС: при неизменных «благоприятных» значениях прочих факторов риска рост удельных капиталовложений в замену с 175 долл/кВт до 890 долл/кВт более чем на 95% снижает значение ЧДД, достигаемое при благоприятной ситуации. Аналогичный рост удельных капиталовложений в замену на ПГЭС (с 110 долл/кВт до 600 долл/кВт) влияет на ее эффективность в меньшей степени - значение ЧДД, достигаемое при благоприятной ситуации, снижается на 60%. Самыми «критичным» фактором при установке ГТУ-ТЭС является годовое число часов использования их установленной мощности: при неизменных «благоприятных» значениях прочих факторов риска сокращение годового графика их работы с 7800 до 3000 часов/год значение ЧДД, достигаемое при благоприятной ситуации, снижается более чем на 70%.

Таким образом, уже в ближайшей перспективе складываются достаточно благоприятные условия для широкомасштабного внедрения ПГУ и ГТУ не только при новом строительстве, и при обновлении паротурбинного оборудования действующих ТЭС. Так, наряду с технологической базой разработана адекватная методологическая база, позволяющая повысить обоснованность экономических оценок и качество принимаемых инвестором решений относительно инвестиционной привлекательности действующих ТЭС, и таким образом способствовать активизации инвестиционной деятельности в отрасли.