
УДК 620,9:338,45(100)

ОЦЕНКА И ОПТИМИЗАЦИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ АЭС

© 2020 г. Б. И. Нигматулин*, **

Институт проблем энергетики, Москва, Россия

**e-mail: nb@geotar.ru*

***e-mail: b.nigmatulin@gmail.com*

Поступила в редакцию 18.02.2020 г.

После доработки 25.02.2020 г.

Принята к публикации 27.02.2020 г.

С активным внедрением возобновляемых источников энергии и переходу к "низкоуглеродной" энергетике усилилась конкуренция с традиционными не углеродными технологиями производства электроэнергии. В связи с этим возник острый вопрос снижения капитальных затрат при возведении новых АЭС. В исследовании сопоставлены капитальные затраты для разных типов генерации. Проанализированы многие параметры и направления по оптимизации капитальных затрат АЭС.

Ключевые слова: капитальные затраты, реакторы АЭС, малые модульные реакторы (ММР), экономика АЭС

DOI: 10.31857/S0002331020020089

ОЦЕНКА И ОПТИМИЗАЦИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ АЭС

Сравнение LCOE АЭС и других типов электростанций между собой в России, США, некоторых странах ЕС-28, Японии, Южной Кореи и Китая

В монографии автора [1] была предложена методология и выполнен обоснованный прогноз электропроизводства на различных типах электростанций. Получено, что ТЭС на угле останутся экономически привлекательными в таких крупнейших странах мира, как Китай, США, Индия и Индонезия при условии, что плата за выбросы парниковых и других газов, а также аэрозолей в этих странах, будет нулевой или незначительной. Во многих странах ТЭС, работающие на газе, особенно с комбинированным циклом (ПГУ), сохраняют свою конкурентоспособность, их доля в электропроизводстве в мире на всем периоде 2018–2050 гг. будет оставаться приблизительно на одном уровне (около 25%), а доля установленной мощности несколько снизится (до уровня 22%). Значительное развитие получают ВИЭ (ветро-, солнечные, гидро- и биоэлектростанции). К 2050 г. их доля в мировом электропроизводстве вырастет до 40–43%, а доля установленной мощности – до 45%. Доля АЭС в электропроизводстве в мире снизится незначительно – с 10.2 до 9.8%), а доля установленной мощности АЭС снизится с 5.6 до 4.5%.

Структуры электропроизводства в США и России близки между собой. Кроме того, все основные энергоносители (уголь, газ, мазут) не импортируются, а добываются или производятся внутри самих стран. Поэтому в настоящем анализе в большинстве случаев для сравнения с Россией будут рассматриваться США. Для этой страны, в отличие от России, имеется легкодоступная база данных по капитальным затратам на

Таблица 1. Приведенная стоимость электроэнергии различных типов электростанций

Страна	АЭС		ТЭС (уголь)		ТЭС (газ) ПГУ	
	Ставка дисконтирования, %					
	5	10	5	10	5	10
Бельгия	6.6	11.6	7.7	9.4	10.4	10.6
Франция	6.5	11.5	—	—	9.5	10.1
Германия	—	—	7.1	8.5	10.4	10.6
Венгрия	7.0	12.5	—	—	9.9	10.5
Япония	7.4	11.3	10.1	11.9	13.6	14.3
Корея	3.4	4.2—4.8	7.9	7.1—7.4	12.0	—
Нидерланды	—	10.5	8.3	10.0	9.9	—
Словакия	6.7	11.6	—	—	—	—
США	6.5	10.2	8.8	10.4	6.3	7.1
Китай	3.5	5.7	8.0	8.2	9.1	9.5
Россия (2010 г.)	4.8	7.4	5.5	—	6.3	7.0

строительство электростанций, эксплуатационным затратам, включая цену топлива и стоимость отдельных переделов при электропроизводстве и т.д.

Оценка приведенной стоимости электроэнергии (LCOE) различных типов электростанций в конкретной стране во многом зависит от имеющихся исходных данных. В упомянутом отчете [2] приводится сравнение LCOE различных типов электростанций вместе с системными затратами в России, США, Великобритании, Франции и Южной Корее (2014 и 2012 гг.). Системные затраты для АЭС и ВЭС были взяты из NEA, 2012 [3].

В этом отчете отмечается важный момент для LCOE АЭС: “При ставке дисконтирования 3% атомная энергетика для всех стран является самой дешевой технологией электропроизводства. Но так как капитальные затраты на строительство АЭС значительно выше затрат на строительство ТЭС на газе и выше, чем на ТЭС на угле, то LCOE АЭС возрастает сильнее с ростом ставки дисконтирования. В результате при ставке дисконтирования 7% медианное значение LCOE АЭС близко к медианному значению для LCOE ТЭС на угле (но ниже, чем для ТЭС на газе с ПГУ), а при ставке дисконтирования в 10% медианное значение LCOE АЭС выше, чем на ТЭС на угле и ТЭС на газе с ПГУ. Эти результаты включают налог на выброс парниковых газов в размере 30 долларов за тонну выбросов (в эквиваленте углекислого газа), а также региональные различия в предполагаемых затратах на закупку угля и газа”.

Сначала сравним LCOE АЭС, ТЭС (уголь) и ТЭС (ПГУ) между собой в различных странах.

В таблице 1 приводятся значения LCOE АЭС, ТЭС (уголь) и ТЭС (ПГУ) в $\$/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ (пересчитанные по курсу \$ ЦБ 2013 г.) [4] в странах ОЭСР, Китае в 2015 г. и в России в 2010 г. при ставках дисконтирования 5 и 10%.

К данным для Китая и России добавлялись: LCOE ТЭС (уголь) – 2.5 $\$/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ и LCOE ТЭС (ПГУ) – 1.3 $\$/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ – надбавки за выбросы CO_2 , которые не учитываются в стоимости электроэнергии в этих странах. Эти надбавки приводят к одинаковым условиям при сопоставлении с LCOE ТЭС в странах ОЭСР, где в стоимость элек-

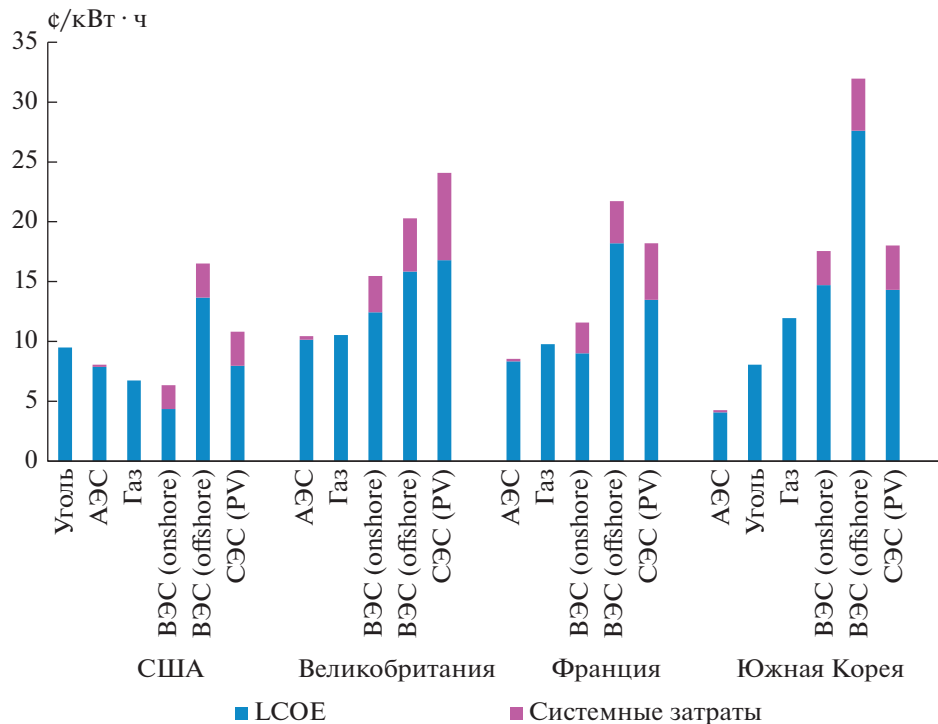


Рис. 1. Сравнение LCOE различных типов электростанций и системных затрат в США, Великобритании, Франции и Южной Кореи (2014 и 2012 гг.).

троэнергии на ТЭС включена оплата за CO_2 в размере 30 долл. США за тонну CO_2 . Следует иметь в виду, что в Китае и России, по сравнению со странами ОЭСР, цены угля и природного газа для ТЭС заметно дешевле, если пересчитывать их из национальных валют в долл. США по курсу ЦБ этих стран.

Из таблицы 1 видно, что:

- при ставке 5% для России и других стран (кроме США) LCOE АЭС меньше, чем LCOE ТЭС (уголь) и ТЭС (газ). Для США LCOE АЭС меньше, чем LCOE ТЭС (уголь) и близка к LCOE ТЭС (газ);

- при ставке 10% для России и других стран (кроме США) LCOE АЭС мало отличается от LCOE ТЭС (уголь) и ТЭС (газ). Для США LCOE АЭС и ТЭС (уголь) близки между собой и значительно выше, чем LCOE ТЭС (газ). Следует отметить, что в России для АЭС можно принять ставку дисконтирования равна 10.5% на 20 лет, в соответствии с договором поставки мощности (ДПМ-1).

Из данных, приведенных в табл. 1, также видно, что в большинстве стран ОЭСР, за исключением Южной Кореи, Китая и отчасти России, LCOE АЭС близки между собой, при ставках дисконтирования 5 и 10%. При изменении ставки дисконтирования с 5 до 10% LCOE АЭС увеличивается в среднем в 1.6 раз; LCOE ТЭС (уголь) и ТЭС (газ) – в 1.1 раза (примерно так же, как и на рис. 1).

На рисунке 1 показано сравнение LCOE различных типов электростанций и системных затрат в США, Великобритании, Франции и Южной Кореи (2014 и 2012 гг.). При расчете LCOE для всех типов электростанций принималась единая ставка дис-

Таблица 2. Затраты и приведенная стоимость электроэнергии для разных типов генерации в США

Тип генерирующей станции	КИУМ, %	Приведенные капитальные затраты (LCC), $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$	Постоянные затраты на эксплуатацию $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$	Переменные затраты на эксплуатацию (в основном топливо) $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$	Приведенная стоимость электроэнергии (LCOE), $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$
АЭС	90	7.6	1.2	1.1	9.9
ТЭС (ПГУ), ГТУ	87	1.6	0.1	4.0	5.7 10.9
ТЭС (уголь), (при 30% ул.) (при 90% ул.)	85	9.7	0.9	3.2	13.8 12.3
ГЭС	58	5.8	0.4	0.5	6.7
ВЭС (берег)	40	4.9	1.3	0	5.2
ВЭС (море)					14.6
СЭС (PV)	25	5.7	1.0	0	6.7
СЭС (thermal)					18.4

контирования 7%, для всех ТЭС была включена оплата за CO_2 в размере 30 долл. США за тонну CO_2 [5].

При расчете системных затрат ВЭС и СЭС в соответствии с оценками NEA принималось, что суммарная доля электропроизводства на ВЭС (onshore), ВЭС (offshore) и СЭС (PV) составляла 30%. Эти затраты включают в себя расходы на резервирование, балансировку, подключение к сети, расширение и продление эксплуатации. Все стоимости в местных валютах пересчитывали в долл. США по курсу ЦБ 2013 г.

У всех рассматриваемых стран (кроме США) LCOE АЭС (при ставке дисконтирования 7%) ниже, чем для других типов электростанций, а в США LCOE АЭС ниже LCOE ТЭС (уголь) ВЭС (offshore) и СЭС (PV). Для всех стран существенны системные затраты для ВЭС и СЭС.

В таблице 2 для США приводятся данные по средним КИУМ, приведенным капитальным затратам, постоянным и переменным затратам на эксплуатацию, приведенной стоимости электроэнергии для различных типов новых электростанций (ставка дисконтирования, по-видимому, была 10%), которые будут вводиться в эксплуатацию в 2022 г. (по данным US Energy [6] Information Administration (EIA), 2019 [7] г. и World Nuclear Association, Economics of Nuclear Power, April 2019).

Как видно, в США к 2022 г. новые АЭС как по приведенным капитальным затратам (LCC), так и по приведенной стоимости электроэнергии (LCOE), конкурентоспособны только с ТЭС на угле. Они особенно сильно проигрывают в сравнении с улучшенными парогазовыми установками (ПГУ) — почти в 2 раза по LCOE из-за низкой цены газа для электростанций. Поэтому перспектива строительства новых АЭС в США достаточно призрачна.

В таблице 3 приводится прогноз LCOE АЭС в США, некоторых странах ЕС-28, Японии, Южной Кореи и Китае, которые построены или будут построены в период 2015–2020 гг. в предположении, что КИУМ равен 85% (по данным OECD/IEA-NEA, Projected Costs of Generating Electricity, 2015) [8].

Видно, что LCOE АЭС при различных ставках дисконтирования в США и других странах (кроме Южной Кореи и Китая) близки между собой. При ставке 3% приведенная стоимость электроэнергии АЭС равна $(5.5 \pm 0.15) \text{ ¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$; при ставке 7% — $(8.6 \pm 0.15) \text{ ¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$; при ставке 10% — $(11.7 \pm 0.15) \text{ ¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$. Для Южной Кореи и Китая все значения LCOE АЭС приблизительно в 2 раза ниже.

Таблица 3. Прогноз LCOE в отдельных странах мира, $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$

Страна	Дисконт 3%	Дисконт 7%	Дисконт 10%
США	5.3	7.8	10.2
Франция	5.0	8.3	11.5
Бельгия	5.2	8.4	11.7
Великобритания	6.4	10.1	13.6
Венгрия	5.4	9.0	12.5
Словакия	5.4	8.4	11.7
Финляндия	4.6	7.8	11.0
Япония	6.3	8.8	11.3
Южная Корея	2.9	4.0	5.1
Китай	2.6–3.1	3.7–4.8	4.9–6.4

Как уже упоминалось, для всех стран при изменении ставки дисконтирования с 3 до 10% (в 3.3 раза) LCOE АЭС увеличивается примерно в 2.1 раза (см. также рис. 6).

Самые большие значения LCOE АЭС имеет Великобритания — 6.4; 10.1 и 13.60/(кВт · ч); а самые малые — Южная Корея — 2.9; 4.0 и 5.1 $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$, соответственно, при ставках 3, 7 и 10% (см. табл. 3). При этом в рассматриваемых странах капитальные затраты на “overnight” (ОСС) на строительство АЭС варьировались от самых низких — 2020 долл. США/кВт (Южная Корея) и до самых высоких — 6220 долл. США/кВт (Венгрия), или в 3 раза выше.

В проекте декларации Европейской комиссии “Стратегии развития энергетических технологий” от мая 2016 г. [9] приведены целевые значения LCOE для вновь построенной двухблочной АЭС с легководным реактором (ЛВР) III поколения, соответственно, при ставках 5 и 10%: 4.8 $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ и 8.4 $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$, или 5.3 $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ и 9.3 $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ в ценах 2016 г., а для серийных энергоблоков они снижаются до 4.3 $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ (4.8 $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$) и 7.5 $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ (8.3 $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$) соответственно. Для существующих (амортизированных) АЭС с реакторами II поколения значения LCOE должны быть равны 2.3 $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ (2.55 $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ и 2.6 $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ (2.9 $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ (при ставках 5 и 10%). В расчетах LCO учтены затраты на реконструкцию и перевооружение, необходимые для продления эксплуатации (в среднем на 10–20 лет) в соответствии с требованиями EUR (2012). В них включены также затраты на мероприятия по повышению безопасности, выполненные на основании постфукусимских стресс-тестов.

В России ГК “Росатом” в ноябре 2015 г. заявил, что благодаря своей интегрированной структуре LCOE новых АЭС с ВВЭР, экспортируемых во многие страны, составляют не более (5.0–6.0) $\text{¢}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$.

На основании вышеприведенного анализа можно сделать вывод, что в разных странах приведенная стоимость электроэнергии LCOE АЭС может существенно различаться. Тем не менее у АЭС есть особенности, отличающие их от других типов электростанций:

стоимость строительства АЭС высокая, но расходы на эксплуатацию относительно невысоки. Во многих странах АЭС конкурирует с ТЭС на угле и газе. Они становятся еще более конкурентными, если учитываются экологические затраты на ископаемое топливо (в первую очередь уголь);

на амортизированных АЭС (т.е. эксплуатируемых более 15–20 лет) цена электроэнергии вполне конкурентоспособна с ТЭС и другими типами электростанций, за ис-

ключением тех стран, где добываются дешевые ископаемые виды топлива. Например, в США уголь и газ добываются внутри страны, при этом их цена для ТЭС внутри страны устанавливается достаточно низкой, значительно дешевле, чем на мировых рынках; в России уголь и газ также добываются внутри страны, но их цена для ТЭС, наоборот, устанавливается на достаточно высоком уровне;

в странах, где отсутствует регулирование рынков электроэнергии и мощности, участники рынка в основном реагируют на краткосрочные ценовые сигналы, существуют проблемы по формированию стимулов для долгосрочных инвестиций в строительство АЭС, обусловленных высокими начальными капитальными затратами. Соответственно усложняются задача диверсификации и обеспечение надежности электроснабжения;

в стоимость электроэнергии АЭС всегда включаются затраты на вывод из эксплуатации и обращение с облученным ядерным топливом (ОЯТ);

строительство АЭС является крупным инфраструктурным проектом, при этом очень часто перед началом строительства недооцениваются его стоимость и проблемы из-за увеличения сроков строительства.

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА СТРОИТЕЛЬСТВО АЭС И ДРУГИХ ТИПОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Капитальные затраты на строительство АЭС включают расходы:

- на подготовку площадки;
- собственно строительство;
- закупку необходимого оборудования;
- ввод в эксплуатацию, включая расходы на инжиниринг и трудовые ресурсы;
- а также на финансирование инвестиций.

Для строительства АЭС требуются тысячи рабочих, огромное количество стали и бетона, тысячи наименований различного рода оборудования и множество систем для обеспечения электричеством, кондиционированием, вентиляцией, информацией, контролем и связью. Для сравнения различных технологий производства электроэнергии (типов электростанций) капитальные затраты выражаются в их стоимости, отнесенной к единице установленной мощности энергоблока (например, в долл. США/кВт). Капитальные затраты могут быть рассчитаны с учетом или без учета стоимости финансовых ресурсов. Если последние включены в капитальные затраты, то эти затраты существенно изменяются в зависимости от сроков строительства АЭС и величины процентной ставки и/(или) способа финансирования.

Как было отмечено выше, при анализе стоимости строительства АЭС вводится понятие капитальных затрат “overnight” (overnight construction cost, OCC) — это все затраты за исключением расходов на финансирование инвестиций, начисленных за время периода строительства. Они включают затраты: на проектирование, оборудование, материалы и строительство, так называемые ЕРС-затраты (engineering, procurement and construction cost), собственные затраты (земля, инфраструктура охлаждения, вспомогательные здания и сооружения, работы на площадке, электроподстанции, управление проектами, лицензирование и т.д.), а также различные непредвиденные расходы.

Стоимость строительства или инвестиций — это стоимость всех OCC затрат, включая увеличение стоимости строительства из-за задержки ввода в эксплуатацию, и других причин, а также затраты на финансирование инвестиций. Стоимость строительства выражается в тех же единицах, что и капитальные затраты OCC, она важна для определения общей стоимости строительства, а также оценки последствий задержек в строительстве.

В целом затраты на строительство АЭС значительно выше, чем на возведение ТЭС на угле и газе, из-за необходимости использования специальных материалов, сложных систем безопасности, непосредственно не участвующих в электропроизводстве, а также резервного оборудования в системе управления и защиты. Они вносят значительный вклад в стоимость строительства АЭС, но как только электростанция построена, ее переменные затраты оказываются небольшими. Затраты на финансирование инвестиций определяются временем строительства и процентными ставками по кредиту, использованному на финансирование строительства. Обычно за время строительства АЭС принимается период времени между заливкой первого “бетона” под реакторным помещением и подключением энергоблока к сети. С увеличением времени строительства растут затраты на финансирование.

В последние годы и в ЕС-28, и в России время строительства АЭС было значительным (в среднем 10 лет). Как правило, в азиатских странах это время было значительно короче. Например, в Японии на АЭС Кашивадзаки-Карива 6-й и 7-й блоки с реакторами ABWR, каждый мощностью 1315 МВт, были построены чуть более чем за четыре года и подключены к сети в 1996 и 1997 гг. В Южной Корее время строительства последних трех энергоблоков АЭС составило в среднем 51 мес. даже в условиях затрат времени на замену кабелей. Сегодня среднее время строительства АЭС в Китае и других азиатских странах составляет 48–54 мес. Следует отметить, что в СССР на строительстве Запорожской АЭС, где был внедрен поэтапный (конвейерный) метод строительства энергоблоков, 5-й энергоблок этой станции был построен за 3 г. 10 мес. — абсолютный рекорд в стране.

Стоимость финансирования строительства является важнейшей составляющей общей стоимости строительства электростанции и зависит не только от продолжительности времени строительства, но и от процентной ставки по кредиту. Исследования Чикагского университета показали [10], что в США при продолжительности времени строительства в пять лет процентные платежи по кредиту могут составить до 30% общих расходов на строительство. Они возрастают до 40%, если время строительства увеличивается до семи лет. Это показывает, как важно сокращать время строительства электростанции. Часто инвесторы к процентным платежам добавляют премию за риск из-за задержки ввода в эксплуатацию АЭС, которая дополнительно взимается с ее собственников. Поэтому влияние затрат на финансирование становится еще более значительным.

За последние 15 лет средние сроки строительства АЭС в мире сократились. [11]

В материалах Всемирной ядерной ассоциации за 2019 г. [12] представлена структура капитальных затрат на строительство энергоблока АЭС (табл. 4) и отдельно на оборудование (табл. 5).

Таким образом, в общих капитальных затратах на сооружение энергоблоков на долю ЕРС-затрат приходится около 80%: строительно-монтажных работ вместе с оборудованием (около 60%), плюс общестроительные работы — 20%, остальное — это подготовительные работы, затраты на проектирование, закупки, управление строительством и стоимость первой загрузки топлива, а также непредвиденные расходы собственников АЭС (в основном на пусконаладочные работы и обучение персонала).

В ЕРС-затратах около 70% составляют прямые затраты на оборудование, материалы, строительство и монтаж, включая рабочую силу и около 30% косвенных затрат: надзор за проектированием и вспомогательные расходы (на оплату рабочей силы и некоторых материалов).

В структуре затрат на оборудование энергоблока АЭС стоимость самого оборудования, включая АСУТП, составляет около 50%, как следует из таблицы, остальное — это

Таблица 4. Структура капитальных затрат на строительство энергоблока АЭС

Структура капитальных затрат	Доля, %
Дизайн, архитектура, инжиниринг и лицензирование	5
Проектирование, закупки и управление строительством	7
Строительно-монтажные работы:	
ядерный остров	28
машзал	15
вспомогательные сооружения и подстанции	18
Общестроительные работы	20
Транспортные услуги	2
Ввод в эксплуатацию и первая загрузка топлива	5
Всего	100

Таблица 5. Структура затрат на оборудование энергоблока АЭС

Оборудование	Доля, %
Ядерная паропроизводящая установка	12
Электротехническое оборудование	12
Паротурбинное оборудование	16
АСУТП (включая программное обеспечение)	8
Строительные материалы	12
Строймонтажные работы	25
Услуги по управлению проектом	10
Другие услуги	2
Первая загрузка топлива	3
Всего	100

затраты на строительные материалы, оплата строительно-монтажных работ, услуг по управлению проектом, а также первая топливная загрузка.

За последние два десятилетия в Северной Америке и Западной Европе было построено относительно мало АЭС, поэтому объем информации о затратах на строительство современных АЭС ограничен. Дополнительную неопределенность вносит строительство АЭС с новыми типами реакторов поколения III.

В предыдущие годы для США по данным управления энергетической информации (The US Energy Information Administration, US EIA) [13] следует, что за 15 лет (с начала 1960 г. до середины 1970 г.) ОСС-затраты на строительство АЭС (в ценах 2002 г.) выросли в 2.7 раза (с 1500 до 4000 долл. США/(кВт · ч)). Этот рост связан с повышением нормативных требований, включая изменения в конструкции реакторов и использование более дорогостоящего оборудования, затратами на лицензирование и управление проектами, а также ошибками в оценках затрат и спроса.

В настоящее время для США оценку отдельных составляющих капитальных затрат на строительство новой АЭС можно сделать по материалам слушаний по строительству 3-го и 4-го блоков АЭС Vogtle в Комиссии по коммунальным услугам штата Джорджия в июне 2014 г. Доля участия местной энергетической компании “Georgia Power” равнялась 45.7%, стоимость ЕРС составила 3.8 млрд долл. США, собственные средства — 0.6 млрд долл. США, затраты на финансирование строительства равняются

1.7 млрд долл. США (при завершении строительства в 2016–2017 гг.). Стоимость возможной задержки строительства была определена в 1.2 млн долл. США в день. Ожидалось, что общая стоимость строительства этой АЭС (двух блоков) составит около 14 млрд долл. США. Приблизительно такие же значения (5945 долл. США/кВт в ценах 2016 г.) на ОСС-затраты на строительство нового энергоблока АЭС в США приводятся в The US Energy Information Administration “Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants” [14].

Исследования, проведенные в Университете Линкольна (Великобритания) [15] и агентстве “Мегапроект” Евросоюза [16] показали, что в большинстве регионов мира при сооружении крупных инфраструктурных объектов общественного назначения (дорог, мостов, плотин и т.д.), существует тенденция к росту затрат, заметному превышению первоначально утвержденной стоимости строительства, а также задержке сроков ввода в эксплуатацию. Для АЭС в отличие от дорог, мостов и плотин такие превышения и задержки особенно сильно влияют на стоимость электроэнергии для потребителей, которая, как указывалось, в значительной степени зависит от объема капитальных затрат.

Как и в предыдущие годы, капитальные затраты на строительство АЭС в различных странах существенно отличаются друг от друга, особенно между развивающимися индустриальными странами Восточной Азии (Китай и Южной Кореи) и развитыми странами Евросоюза и Северной Америки. Эти отличия объясняются тем, что стоимость рабочей силы; современный накопленный опыт в строительстве АЭС; экономия на масштабе при одновременном строительстве нескольких энергоблоков АЭС на одной площадке; упорядочение лицензирования и управления проектами в рамках крупных индустриальных мегапроектов в развитых и развивающихся странах различны.

Недавно в США институтом Breakthrough было опубликовано исследование Д.Р. Ловеринг, А. Йип и Т. Нордхаус “Историческая ретроспектива стоимости строительства АЭС в мире, Historical construction costs of global nuclear power reactors” (ELSEVIER, 2016 г.).

В этой работе проанализированы капитальные затраты “овернайт” (ОСС-затраты в постоянных ценах) на строительство АЭС в США, Франции, Канаде, Германии, Японии, Индии и Южной Корее с начала 1960-х гг. до 2015 г., т.е. с начала существования атомной энергетики в мире. Проанализированы ОСС-затраты на строительство 349 энергоблоков АЭС, представляющих 58% всех построенных энергоблоков АЭС в мире. Получено, что ОСС-затраты значительно различаются по величине и структуре в зависимости от времени, страны и опыта строительства АЭС. В некоторых странах, в частности, в США, происходил быстрый рост ОСС-затрат. В других странах (Франция, Япония) рост этих затрат был в долгосрочной перспективе гораздо умереннее, в последующем затраты даже несколько снижались из-за внедрения технологических новшеств и эффекта укрупнения масштаба. Кроме того, в единственной стране — Южной Корее — происходило устойчивое снижение ОСС-затрат в течение всего времени существования атомной энергетики в этой стране (с конца 1970-х гг.) Отмечается, что на объем ОСС-затрат существенно влияют мощность энергоблоков, стандартизация, строительство сразу нескольких энергоблоков на одной площадке, структура электропотребления, стабильность регулирования и международное сотрудничество. И, конечно, исторически уникальное время, с начала 1960-х гг. до аварии на Чернобыльской АЭС (1986 г.), когда происходило мощное развитие атомной энергетики в США, Франции, СССР, других европейских странах и Японии. Основной вывод работы: “не выявлены тенденции к росту ОСС-затрат, связанных непосредственно с ядерными технологиями”.

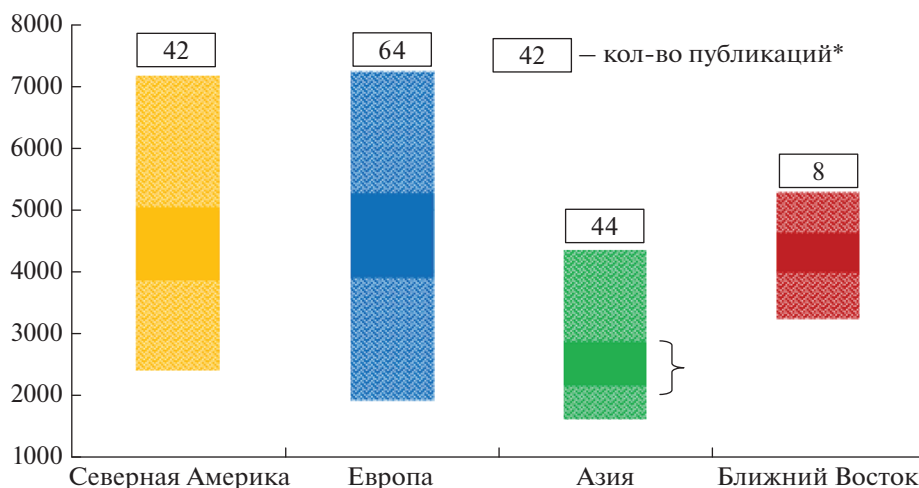


Рис. 2. ОСС-затраты на строительство АЭС (в долл. США/кВт) в различных регионах мира (в ценах 2013 г.)

В некоторых странах, особенно в Великобритании, наблюдается тенденция к более активному участию поставщиков в финансировании проектов строительства АЭС, однако с намерением в последующем отказаться от участия в капитале после их пуска в эксплуатацию.

На рисунке 2 представлены данные Dr N. Barkatullah, представителя надзорных органов ОАЭ, представленные на конференции Всемирной ядерной ассоциации 2014 г., где приводится сравнение ОСС-затрат на строительство АЭС (долл. США/кВт) в различных регионах мира [17]. Все данные собраны из различных публикаций и исследований по ОСС-затратам на строительство АЭС, начиная с 2008 г. (обновлены в августе 2014 г.). Количество публикаций показано в прямоугольниках.

Диапазон ОСС-затрат на строительство АЭС в Северной Америке и Европе характеризуется значительным разбросом (3.5–5 раз), в Азии он меньше (в 2.8 раза), а на Ближнем Востоке еще меньше (1.7 раза).

В отчете Агентства по ядерной энергии ОЭСР показано, что в странах ОЭСР в предшествующие годы – с конца 1990-х до 2009 г. (за 10 лет) ОСС-затраты на строительство АЭС выросли в 2 раза, с \$ 1900 до \$ 3850 за 1 кВт · ч).

Отмечается, однако, что в мире после 2010 г. рост ОСС-затрат на АЭС прекратился. Это важный вывод для развития атомной энергетики, поскольку “не соответствует общепринятому мнению, что стоимость строительства АЭС в Мире повсеместно растет”.

В таблице 6 приведены ОСС-затраты на АЭС в некоторых странах ОЭСР, России и Китае в настоящее время.

Таким образом, в настоящее время ОСС-затраты на АЭС варьируются, как следует из приведенных в таблице данных, от самого низкого значения 1560 долл. США/кВт (APR-1400, Южная Корея) до 5860 долл. США/кВт (EPR-1600, Швейцария). В Китае эти затраты на 15–50% выше, чем в Южной Корее. В России, Японии и США они близки, но почти в 2 раза выше, чем в Южной Корее, а в странах ЕС-28 – в 2.5–3.5 раза выше.

В мае 2013 г. Китайская ассоциация по ядерной энергии (CNEA) оценила стоимость строительства двух энергоблоков AP1000 на АЭС Sanmen в 6.54 млрд долл. США, или 2620 долл. США/кВт. При серийном строительстве и локализации она

Таблица 6. ООС-затраты на АЭС в отдельных странах

Параметр	Страна						
	Южная Корея	Китай	Россия	Япония	США (EPRI)	Франция (Фламанвилль), Eurelectric, Швейцария	Бельгия, Нидерланды, Чехия, Венгрия
Тип реактора	APR-1400	CPR1000 AP1000	ВВЭР- 1150	ABWR- 1300	APWR ABWR	EPR-1600	—
ОСС-затраты долл. США/кВт	1560	1750—2300	2930	3010	2970	3860 4720 5860	>5000

должна снизиться примерно на 20% до 2120 долл. США/кВт, т.е. до стоимости строительства энергоблока АЭС с реактором II поколения (улучшенного). При этом одновременное строительство на одной площадке двух энергоблоков АЭС мощностью 1000 МВт приводит к снижению на 15% ОСС-затрат на один блок по сравнению со строительством единичного энергоблока.

Выше отмечалось, что ОСС-затраты на АЭС в странах ОЭСР отличаются в 3 раза: от 2020 долл. США/кВт (Южная Корея) до 6220 долл. США/кВт (Венгрия), а в Китае — в 1.4 раза (от 1810 до 2620 долл. США/кВт).

Для сравнения: ОСС-затраты на ТЭС (каменный уголь) в странах ОЭСР составляют 810—2720 долл. США/кВт и 3220—5810 долл. США/кВт, если включить затраты на улавливание и компрессию углерода (без учета его хранения); ООС-затраты на ТЭС (бурый уголь) составляют 1800—3490 долл. США/кВт; на ТЭС (газ) 635—1750 долл. США/кВт; на ВЭС (onshore) 1820—3720 долл. США/кВт.

В отчете IEA-NEA Nuclear Energy Roadmap 2015 [17] приводится прогноз по уровню ОСС-затрат на строительство АЭС в различных странах. В Китае они должны вырасти до 3500 долл. США/кВт и будут составлять менее 2/3 соответствующих затрат в ЕС-28 (5500 долл. США/кВт). Аналогичные затраты в США будут примерно на 10% ниже, чем в ЕС-28, но на 30% выше, чем в Китае и Индии и на 25% выше, чем в Южной Корее. В США и Евросоюзе в соответствии с прогнозом по базовому сценарию на 2050 г. ОСС-затраты на строительство АЭС (в постоянных ценах 2016 г.) несколько снизятся, приближаясь к уровню Южной Кореи, тогда как в Китае и Индии они будут оставаться неизменными.

Важно отметить, что величина капитальных затрат, которые приводятся продавцами АЭС, и являются усредненными, а не специфичными для конкретной площадки, и обычно даются только для ЕРС-затрат. Это связано с тем, что затраты владельцев будут сильно различаться в зависимости от того, является ли АЭС новой или уже на подготовленной площадке, возможно для замены старой АЭС, выводимой из эксплуатации.

Существует несколько возможных источников неопределенностей, которые препятствуют достоверному сравнению ОСС-затрат или ЕРС — например, учитывается ли начальная загрузка топлива для активной зоны. Является ли цена только ценой “ядерного острова” или всего энергоблока, включая машзал и генераторы? Дальнейшие различия связаны с работами на площадке — такими как возведение градирни, например, а также с земельными участками и выдачей разрешений — как правило, это все расходы владельцев. Затраты на финансирование являются дополнительными и обычно

составляют около 30% в зависимости от сроков строительства и процентной ставки на кредит. Наконец, возникает вопрос о том, соответствуют ли значения затрат текущим (или в указанных годах) долларовым значениям или значениям года, в котором происходят расходы.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СНИЖЕНИЮ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ “OVERNIGHT” (ОСС) НА СТРОИТЕЛЬСТВО АЭС

За все время существования атомной энергетики происходило постоянное совершенствование проектов АЭС вместе с развитием технологии ядерных энергетических реакторов. В последние десятилетия началось массовое строительство АЭС с реакторами “поколения III”. Принято различать проекты энергоблоков АЭС по поколениям в соответствии с поколениями ядерных энергетических реакторов. Реакторы “поколения I” были разработаны в 1950–1960-х гг., и последний энергоблок с таким реактором был остановлен в Великобритании в 2015 г. Реакторы “поколения II” являются основными для нынешних российских, американских и французских энергоблоков. Безопасность энергоблоков АЭС в мире эксплуатируется такими реакторами. Они безопасны и надежны, но их заменяют более совершенные конструкции. Это одна из причин необходимости снижения капитальных затрат “overnight” (ОСС) на строительство АЭС в первую очередь “ядерного острова”. Так называемые ядерные реакторы “поколения III (и III +)” являются усовершенствованными реакторами “поколения II”, и их отличие от реакторов “поколения II” является достаточно условным. Первые энергоблоки с реакторами “поколения III” начали эксплуатироваться в Японии в конце 1990-х гг. Проекты ядерных реакторов “поколения IV” все еще находятся на стадии разработки и будут вводиться в эксплуатацию в ближайшее десятилетие. Производители оборудования ядерных реакторов в Северной Америке, России, Китае, Южной Корее, Европе, Японии и других странах имеют десятки новых конструкций ядерных реакторов на продвинутых стадиях проектирования или в стадии строительства АЭС. Некоторые из этих конструкций на стадии исследований и разработок. Реакторы “поколения IV” находятся на стадии НИОКР или разработки концепции.

В последние годы были выполнены многочисленные исследования по разработке предложений по снижению ОСС-затрат АЭС, включая “ядерный остров”. Именно такие предложения были одними из требований к так называемым АЭС с реакторами III или III+ поколений:

Максимально стандартизованный проект для каждого типа АЭС с целью ускорения лицензирования, снижения капитальных расходов и сокращения времени строительства.

Простая и надежная конструкция реактора, упрощающая эксплуатацию и более устойчивая к нарушениям эксплуатации.

Повышенная эффективность и более длительный срок эксплуатации — как правило, 60 лет.

Снижение вероятности тяжелой аварии (расплава активной зоны) с существующих требований — 1×10^{-4} до 1×10^{-5} (МАГАТЭ) и 5×10^{-6} (US NRC). Расчетная вероятность выхода радиоактивности за пределы защитной оболочки в 10 раз меньше.

Должен быть предусмотрен период (обычно) 72 ч, когда не требуется активного вмешательства после аварийного останова энергоблока.

Усиление строительных конструкций реакторного отделения против падения самолета, по сравнению с предшествующими проектами, для предотвращения радиоактивного выброса.

Более высокая глубина выгорания, что позволяет более полно и эффективно использовать ядерное топливо, а также сократить количество ОЯТ.

Более широкое использование выгорающих поглотителей для увеличения времени работы топлива.

Следует отметить три самых существенных отличия АЭС с реакторами-поколения III от действующих:

использование пассивных систем безопасности, которые не требуют для предотвращения аварий активного контроля (т.е. включение от электрического или механического сигнала) или вмешательства эксплуатационного персонала, а зависят только от физических феноменов, таких как: сила тяжести, естественной конвекции или устойчивости к высоким температурам;

в большинстве проектов должно быть предусмотрено слежение за графиком нагрузки в энергосистеме. В европейских требованиях к электроснабжающим организациям (EUR) предусмотрено с 2001 года, что новые АЭС должны обеспечить регулирование нагрузки от 50 до 100% номинальной мощности;

модульная конструкция энергоблока. Крупные структурные и механические секции весом до 1000 тонн каждый изготавливаются либо на заводах, либо на прилегающей к АЭС площадке и сразу поднимаются на место монтажа. Это потенциально резко ускоряет строительство АЭС. “При строительстве на АЭС Sanmen (Китай) самый крупный модуль весил 840 тонн, далее 18 модулей – более 500 тонн, и свыше 50 других модулей – более 100 тонн”.

Последние можно проиллюстрировать, если сравнить проект АЭС 1970–1980 гг. и современный проект одного и того же производителя реакторов – Westinghouse, например, АЭС Сизевелле В в Великобритании и современной АЭС с AP1000 с одинаковыми установленными мощностями энергоблоков 1200 МВт. Во-первых, площадка энергоблока с AP1000 на четверть меньше, во-вторых, масса бетона и стальной арматуры в 5 раз меньше, в-третьих, один энергоблок имеет 149 структурных модулей, в основном пяти типов, и 198 механических модулей четырех видов: оборудование, трубопроводы и арматура, расходные товары и материалы, стандартные сервисные модули. Они составляют одну треть всей конструкции и могут быть смонтированы вне АЭС параллельно со строительством и монтажом на основной площадке.

АЭС Sizewell B: бетона 520000 м³ (440 м³/МВт), стальной арматуры 65000 т (55 т/МВт);

АЭС с AP1000: бетона меньше 100000 м³ (90 м³/МВт), стальной арматуры меньше 12000 т (11 т/МВт).

Проект АЭС с AP1000 (Westinghouse, США) с установленной мощностью 1100 МВт получил окончательную сертификацию US NRC в декабре 2005 г. – первый проект АЭС с реактором “поколения III+”. Это завершило работу объемом затрат 1300 человеко-лет и стоимостью 440 млн долл. США на проектирование, испытание оборудования и систем. В мае 2007 г. Westinghouse подала заявку на оценку типового проекта в Великобритании (GDA, предварительное лицензирование) на основе сертификации NRC, что показала пример политики глобальной стандартизации. В 2017 г. это предложение было поддержано европейскими электроснабжающими организациями.

В феврале 2008 г. NRC принял заявку от Westinghouse на внесение поправок в конструкцию AP1000, в декабре 2011 г. NRC завершил рассмотрение с выдачей сертификации на новый проект. Председатель NRC заявил, что пересмотренный проект энергоблока АЭС с AP1000, по-видимому, наиболее полно соответствует политике NRC по усовершенствованным реакторам. “Конструкция обеспечивает повышенные пределы безопасности за счет использования упрощенных, пассивных, естественных, или других инновационных функций безопасности и защиты”. Было так же показано, что от удара самолета не происходит существенных повреждений защитной оболочки и, соответственно, заметных выбросов радиоактивных веществ. Изменение конструкции реактора несколько увеличило капитальные затраты “overnight”. Тем не менее

они остаются очень конкурентоспособными по сравнению со старыми проектами, а модульная конструкция, сокращает время строительства до 36 мес. Ожидается, что затраты на электропроизводство будут также очень конкурентоспособными. При этом проектный срок эксплуатации энергоблока равняется 60 лет. Если потребуется, способен полностью работать на MOX-топливе.

В Китае проект AP1000 реализуется на АЭС Sanmen и АЭС Haiyang (всего 4 блока), где первые энергоблоки были подключены к сети в августе 2018 г., и в США (первоначально четыре блока на двух площадках). Планируется строительство в Великобритании.

Другое направление развития АЭС с легководными реакторами в США, Японии и других странах — это АЭС с BWR (Boiling Water Reactor) также получило существенное продвижение.

В сентябре 2014 г. компания GE Hitachi получила сертификат NRC на проект АЭС с реактором ESBWR (Economic Simplified Boiling Water Reactor) — экономичный упрощенный реактор с кипящей водой. Он является проектом “поколение III+”, и разработан на основе предыдущих проектов реакторов типа SBWR и ABWR компанией GE Hitachi Nuclear Energy (GEN). Этот реактор имеет самую низкую частоту повреждения активной зоны (стандартная мера безопасности) по сравнению с любым реактором поколения III или III+ и может безопасно охлаждаться в течение 7 дней без использования переменного тока или воздействия человека. Основываясь на проверенной технологии ABWR, ESBWR обеспечивает еще большую простоту конструкции. Благодаря естественной циркуляции ESBWR имеет на 25% меньше насосов и механических приводов, чем существующие установки с активными системами безопасности. Имеет одни из самых низких капитальных затрат “overnight”. Предполагается, что он будет иметь также самые низкие расходы на эксплуатацию и обслуживание приходящийся на мегаватт-час по сравнению с любой из существующих сегодня технологий электропроизводства на АЭС.

В январе 2017 г. NuScale представила в NRC на сертификацию проект энергоблока с модульным легководным реактором электрической мощностью 60 МВт, с использованием более безопасной и масштабируемой версии реактора с водой под давлением. Приложение состояло из почти 12000 страниц технической информации. Ожидается, что процесс сертификации займет 40 мес.

В более долгосрочной перспективе NRC планируют лицензировать АЭС с высокотемпературным реактором следующего поколения (NGNP) для США — по существу, реактор с очень высокой температурой (VHTR) среди проектов поколения IV. Также будет уделено внимание проектированию небольших реакторов (см. документ “Политика ядерной энергетики США”).

В таблице 7 представлены данные энергоблоков АЭС с усовершенствованными реакторами поколения III находящиеся в стадии эксплуатации.

В таблице 8 представлены данные энергоблоков АЭС с усовершенствованными реакторами поколения III находящиеся в стадии строительства.

В таблице 9 представлены данные энергоблоков АЭС с усовершенствованными реакторами поколения III+ уже получили лицензию или находятся в стадии лицензирования в национальных надзорных органах по атомной энергетике и промышленности.

Из табл. 7–9 следует, что абсолютное большинство действующих, строящихся и запланированных к строительству энергоблоков АЭС с реакторами APWR.

АЭС С НОВЫМИ ИННОВАЦИОННЫМИ РЕАКТОРАМИ

Целый ряд положений по снижению ОСС-затрат соответствует требованиям атомных энергетических компаний США к новым инновационным проектам АЭС, с це-

Таблица 7. Характеристики энергоблоков АЭС с усовершенствованными реакторами поколения III, находящиеся в эксплуатации

Разработчик	Реактор	Мощность, МВт брутто	Состояние работ, замечания
GE Hitachi, Toshiba	ABWR	1380	Коммерческая эксплуатация в Японии с 1996–1997 гг. Сертификация проекта США в 1997 г. Заявка на сертификацию проекта Великобритании в 2013 г. Активные системы безопасности
KHNP	APR1400 (PWR)	1450	АЭС ShinKori 3 и 4 энергоблоки (Южная Корея). В стадии строительства: АЭС ShinHanul 1 и 2 энергоблоки (Южная Корея), АЭС Barakah (ОАЭ). Сертификация проекта Южной Кореи в 2003 г. Сертификация проекта США в мае 2019 г.
Гидропресс	ВВЭР-1200 (PWR)	1200	Нововоронежская АЭС II, блок 1, ввод в эксплуатацию с 2016 г., Ленинградская АЭС II, блок 1, ввод в эксплуатацию с 2018 г., как проект АЭС-2006. Строится АЭС Аккую в Турции и АЭС Руппур в Бангладеше
ОКБМ	BN-800	880	Белоярская АЭС блок 4, опытно-промышленный энергоблок с РБН
Westinghouse	AP1000 (PWR)	1250	Четыре энергоблока, работающие в Китае и строящиеся в США; планируется масштабное строительство в Китае (как проект CAP1000)
Areva (&EdF)	EPR (PWR)	1750	Два блока работают в Китае, строятся в Финляндии и Франции

Таблица 8. Характеристики энергоблоков АЭС с усовершенствованными реакторами поколения III, находящиеся в стадии строительства

Разработчик	Реактор	Мощность МВт брутто	Состояние работ, замечания
Гидропресс	ВВЭР-ТОЙ (PWR)	1300	Строящийся первый энергоблок на Курской АЭС II
CNNC & CGN (Китай)	Hualong 1 (PWR)	1170	Основной китайский экспортный проект строится АЭС Fangchenggang и АЭС Fuqing, а также в Пакистане
INET & CNEC (Китай)	HTR-PM, модуль HTR-200	2 × 105 (один модуль)	Строится демонстрационный энергоблок на АЭС Shidaowan

Таблица 9. Характеристики энергоблоков АЭС с усовершенствованными реакторами поколения III+

Разработчик	Реактор	Мощность МВт брутто	Состояние работ, замечания
GE Hitachi	ESBWR	1600	Запланировано для АЭС Fermi и North Anna (США). Разработано на базепроекта ABWR, но с пассивными системами безопасности. Получен сертификат в США в сентябре 2014 г.
Mitsubishi	APWR	1530	Запланировано для АЭС Tsuruga (Япония). Лицензирование проекта в США для US-APWR отложено. Утверждено ЕС для проекта EU-APWR, октябрь 2014 г.
Арева и Мицубиси	Atmea1 (PWR)	1150	Запланировано для АЭС Sinop в Турции. Французский проект принят в феврале 2012 г. Идет процесс лицензирования японского проекта
Candu Energy	EC6 (PHWR)	750	Улучшенный проект CANDU-6. Получен сертификат в июне 2013 г.

Таблица 10. Данные о проектах новых типов ЯЭР для АЭС (США)

Компания	Тип реактора	Страна	Мощность реактора, МВт	Мощность станции, МВт
Elysium Industries	Реактор на расплавленных солях (MSR)	США	1000	1000
General Electric*	Быстрый реактор с натриевым теплоносителем (SFR)	США	1648	1648
Moltex Energy	Реактор на расплавленных солях (MSR)	США	1000	1000
NuScale Power	Усовершенствованный реактор с водой под давлением (APWR)	США	47.5	570
Terrestrial Energy	Реактор на расплавленных солях (MSR)	Канада	288	288
ThorCon Power**	Реактор на расплавленных солях (MSR)	США	250	1000
Transatomic Power	Реактор на расплавленных солях (MSR)	США	520	520
X-energy	Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор (HGTR)	США	75	600

Примечание. Компания TerraPower и GE-Hitachi отказались участвовать в исследовании.

* Компания General Electric информацию не предоставила; использовалась общедоступная информация о стоимости реактора GE PRISM. В ходе упомянутого исследования компании GE-Hitachi и Advanced Reactor Concepts обсуждали условия совместного предприятия по разработке небольшого модульного реактора с натриевым теплоносителем. Проект GE-Advanced Reactor Concepts не включен в данное исследование.

** Затраты были рассчитаны на основе проекта компании ThorConIsle.

люю резкого уменьшения их стоимости строительства и снижения себестоимости электропроизводства.

В США в июле 2017 г. были опубликованы результаты, полученные в работе “Energy Innovation Reform Project (EIRP)” [19], где анализировались восемь проектов новых типов ядерных энергетических реакторов для АЭС суммарной установленной мощностью не менее 250 МВт. Электрическая мощность реакторов находилась в диапазоне от 48 до 1650 МВт. Проекты разрабатываются инновационными энергетическими компаниями из США и Канады применительно к условиям США. Основной вывод работы: “Новое поколение АЭС будет иметь конкурентоспособную стоимость сооружения и электроэнергии”.

Названия компаний-разработчиков, типы реакторов, их мощности (электрические) и установленные мощности АЭС представлены в табл. 10.

Следует отметить, что из восьми типов реакторов пять являются жидкосолевыми и по одному на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем, улучшенному водоохлаждаемому (PWR) и высокотемпературному газоохлаждаемому. Кроме того, половина из рассматриваемых реакторов являются малыми модульными (ММР).

Безусловный интерес представляют осредненные стоимостные показатели по всем рассмотренным выше проектам (табл. 11).

Приведенная стоимость электроэнергии (LCOE) по всем рассмотренным проектам АЭС находится в диапазоне (3.6–9.0) ¢/(кВт · ч), или в среднем 6.0 ¢/(кВт · ч). Это почти на 40% меньше, чем 9.9 ¢/(кВт · ч) – расчетного значения LCOE, опубликованного EIA US для АЭС (PWR) в США, при их вводе в эксплуатацию в 2022 г.

Таблица 11. Осредненные стоимостные показатели новых проектов АЭС (США)

Параметр	Среднее	Минимум	Максимум
Капитальные затраты, долл. США/кВт	3780	2050	586
Эксплуатационные расходы, ¢/(кВт · ч)	2.1	1.4	3.0
LCOE, ¢/(кВт · ч)	6.0	3.6	9.0

В рассмотренных компаниях были разработаны специальные требования к проектам АЭС для того, чтобы резко уменьшить их стоимость строительства и снизить себестоимость электропроизводства. В первую очередь к этим требованиям относятся:

- упрощение и стандартизация проектов реакторной установки и АЭС в целом;
- высокая заводская степень готовности оборудования и отдельных систем с последующей доставкой на площадку АЭС;
- модульность;
- более низкие требования к материалам и, соответственно, их удешевление;
- сокращение объемов затрат на инжиниринговые, закупочные и строительные компании;
- более короткое время строительства;
- более высокая объемная плотность энерговыделения;
- более высокая эффективность.

Все эти требования созвучны с требованиями, относительно нового проекта АЭС с ВВЭР, конкурентоспособного на мировых рынках строительства АЭС.

Бывший комиссар Комиссии по ядерному регулированию США (NRC USA) и партнер Pillsbury Winthrop Shaw Pittman LLP – Джефф Мерифилд, отметил, “что это исследование показывает потенциальную возможность производства относительно дешевой электроэнергии на АЭС. Атомная энергетика сможет эффективно конкурировать с любыми другими технологиями производства электроэнергии, получит значительное развитие в тех странах, в которых не могут себе позволить платить высокую цену за “чистую” электроэнергию”.

Сэмюэль Тернстром, исполнительный директор EIRP, отметил: “Самые передовые реакторные компании собрали лишь часть финансирования, необходимого для доведения своих проектов до коммерческой реализации. Это исследование должно помочь развеять распространенное заблуждение относительно высокой стоимости строительства АЭС с новыми типами реакторов и показать, какими эти стоимости могут быть в будущем”.

В этом исследовании была использована система расчета затрат на АЭС, разработанная международным консорциумом “IV поколение” (Generation IV). Кроме того, была построена экономическая модель, которая включает в себя потенциальные группы затрат для каждой из рассмотренных АЭС (на основе анализа затрат прототипов реакторов, ранее разработанных в национальных лабораториях). Кроме того, необходимо было иметь подробную базу стандартизированных данных о затратах АЭС с действующими реакторами, чтобы проводить сравнения с новыми типами реакторов. В результате у компаний появился инструмент, позволяющий внедрять и анализировать новые бизнес-модели и стратегии развития.

АЭС С МАЛЫМИ МОДУЛЬНЫМИ РЕАКТОРАМИ

Относительно АЭС с малыми модульными реакторами (ММР) “small modular reactors, SMRs” было установлено, что, вероятнее всего, удельные капитальные затраты (долл. США/кВт) для энергоблоков с ММР будут на 50–100% выше, чем для АЭС с

реакторами большой мощности III поколения. Однако такое различие может быть компенсировано потенциальной экономией от эффекта масштаба производства множества идентичных энергоблоков с ММР в совокупности с более низкими общими инвестиционными затратами и более короткими сроками строительства, которые должны снизить ОСС-затраты таких энергоблоков. “Ожидается, что в лучшем случае ОСС-затраты на энергоблоки с ММР будут на одном уровне с соответствующими затратами на строительство АЭС с легководными реакторами большой мощности, если, конечно, все конкурентные преимущества... будут реализованы”.

Китайская корпорация CNNC в июле 2019 г. объявила о начале строительства мини-АЭС собственной разработки. Разработка проекта ММР “Linglong One” началась в 2010 г. Первая мини-АЭС с таким реактором (другое название АСР-100) и пассивными системами безопасности будет возводиться на острове Хайнань. Проект — первый в мире для такого типа реакторов — полностью одобрен специалистами и уже получил всю разрешительную документацию от МАГАТЭ. Точные характеристики АЭС не сообщаются, однако, по мнению экспертов, ее мощность может составить около 100 МВт — примерно в 10 раз меньше, чем у ядерного реактора стандартной АЭС. По планам китайской властей эти мини-АЭС будут использоваться для обеспечения электричеством и теплом отдельных районов; мини-АЭС должны заменить ТЭС, работающие на угле. Если эксперимент на острове Хайнань будет успешным, подобные проекты будут строиться во всех регионах страны и предлагаться на экспорт.

В России с начала 2000-х гг. ведутся разработки АЭС с малыми модульными реакторами на основе уже освоенных серийных энергетических установок атомных ледоколов, проверенных в течение их длительной эксплуатации в Арктике.

В настоящее время построена и спущена на воду плавучая атомная теплоэлектростанция (ПАТЭС) “Академик Ломоносов” для г. Певек Чукотского автономного округа. Эта электростанция — головной проект серии мобильных транспортабельных энергоблоков малой мощности. Она включает в себя плавучий энергетический блок (ПЭБ) и комплекс береговых сооружений. Проект реализуется с 2007 г. Станция введена в эксплуатацию в 2019 г. ПАТЭС стала самой северной АЭС в мире. В номинальном режиме ПЭБ будет выдавать в береговые сети 60 МВт электрической мощности и до 50 Гкал/ч тепловой энергии для нагрева воды в системе теплоснабжения. Электрическая мощность, выдаваемая в береговую сеть без потребления берегом тепловой энергии, составляет около 70 МВт. В режиме выдачи максимальной тепловой мощности — около 145 Гкал/ч; электрическая мощность, выдаваемая в береговую сеть, составляет порядка 30 МВт. Сам плавучий энергоблок представляет собой автономный энергетический объект, который целиком создается на судостроительном заводе как самоходное судно и затем буксируется морским или речным путем к месту его эксплуатации. ПАТЭС сможет обеспечивать электроэнергией населенный пункт с численностью населения около 100 000 человек. Предполагается использовать ее для энергообеспечения крупных промышленных предприятий, портовых городов, комплексов по добыче и переработке нефти и газа на шельфе морей. Станция критикуется за крайне высокую стоимость, что вызывает сомнения в ее окупаемости.

Срок эксплуатации ПАТЭС составит минимум 36 лет: предполагаются три цикла по 12 лет, между которыми необходимо осуществлять перегрузку активных зон реакторных установок. Для этого плавучий энергоблок необходимо отбуксировать на специализированное предприятие для среднего ремонта и собственной перегрузки ядерного топлива, на что отводится год.

В результате ПАТЭС не может быть единственным источником энергоснабжения и требует строительства резервного энергоисточника, обеспечивающего снабжение потребителей электроэнергией и теплом в то время, когда ПАТЭС проходит ремонт и переза-

грузку топлива. Для резервирования ПАТЭС в Певеке запланировано строительство новой ТЭЦ мощностью 48 МВт, ориентировочной стоимостью 18,9 млрд руб. [20].

Из-за территориальной удаленности г. Певека от г. Билибино ПАТЭС не сможет в полной мере заместить выводимую из эксплуатации Билибинскую АЭС (в первую очередь в части теплоснабжения г. Билибино). Кроме того, для выдачи мощности ПАТЭС в район г. Билибино необходимо строительство линий электропередачи стоимостью 30,2 млрд руб. [21]. В связи с этим в Билибино запланировано строительство резервной дизельной электростанции мощностью 24 МВт и водогрейной котельной, работающей на дизельном топливе, общей стоимостью 13,1 млрд руб.

В настоящее время в ОКБМ им. И.И. Африкантова (ГК “Росатом”) разработано новое поколение водо-водяных ядерных энергетических реакторов малой мощности — РИТМ-200 для ледоколов и перспективных плавучих атомных электростанций. На основе реактора РИТМ-200 спроектирована двухблочная АЭС малой мощности.

Энергоблок с РИТМ-200 имеет тепловую мощность 175 МВт, обеспечивая мощность на валу двигательной установки 30 МВт (в транспортном варианте) или 55 МВт электрических (в энергетическом варианте). В целях соблюдения принципа нераспространения ядерных материалов и технологий ядерное топливо имеет обогащение не более 20% по изотопу ^{235}U . Период времени между перегрузками топлива составляет от 7 до 10 лет, при плановом сроке эксплуатации 40 лет. [21]

Установка относится к IV поколению реакторных установок гражданского судового класса. В отличие от III поколения (семейство КЛТ-40С) здесь осуществлен переход от блочной компоновки к интегральной. В комплексе с примененными решениями достигается двукратное массовое (вместо 3800 т теперь 2200 т) и габаритное совершенство (габариты $6 \times 13,2 \times 15,5$ против $12 \times 17,2 \times 12$).

Реакторная установка РИТМ-200 выполнена по двухконтурной схеме. Отличительной особенностью реактора являются четыре парогенератора, интегрированные в корпус активной зоны. Традиционно парогенераторы делают в отдельном корпусе, соединенном с корпусом активной зоны трубопроводами теплоносителя первого контура. Интегральная компоновка уменьшает материалоемкость и габариты установки, снижает риск утечек из первого контура реактора, облегчает монтаж и демонтаж установки. Четыре главных циркуляционных насоса расположены вокруг корпуса реактора.

К энергоблокам АЭС с ММП относится и российский проект с реактором СВБР-100, которая разработана как унифицированная реакторная установка мощностью около 100 МВт (э) для многоцелевого применения в составе модульных атомных станций или в качестве автономных энерго- источников. [22, 23]

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УСКОРЕНИЮ ВНЕДРЕНИЯ АЭС С ММП

Сегодня, помимо существующих барьеров для размещения крупных АЭС с широко используемыми реакторными технологиями, имеются специфические барьеры для развития новых АЭС с ММП, иногда с недостаточно доказанными реакторными технологиями. Ожидается, что лицензионные риски будут значительно большие для ММП с новыми технологиями (особенно реакторными технологиями “поколения IV”). Поскольку первые АЭС с ММП, которые уже начали строиться, опираются на проверенные технологии легководных реакторов. Экономическая эффективность АЭС с ММП зависит от количества изготовленных реакторов и времени их монтажа. В Дорожной карте технологического развития ядерной энергетики (IEA/NEA, 2015 г.) для поддержки развития технологий, проектов и строительства АЭС с ММП с инновационными технологиями предлагается следующее.

• Для организации рынка АЭС с ММР необходимо, чтобы правительство и промышленность работали вместе. В первую очередь требуется определить целевые рынки и ускорить строительство первых АЭС с ММР на этих рынках (около пяти энергоблоков одного проекта). Это важно для демонстрации преимуществ ММР и демонстрации эффекта их заводской сборки (сроки реализации 2015–2025 гг.).

• Необходимо организовать частно-государственное партнерство между правительствами и промышленностью, чтобы реализовать заказ на разработку демонстрационных проектов АЭС с ММР для ядерной когенерации в области опреснения или производство водорода (временные рамки 2030 г.).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нигматулин Б.И. Макроэкономика и электроэнергетика Мира. Состояние и прогноз. 1970–2017–2050 гг. М.: Издательский дом МЭИ, 2019.
2. IEA, NEA, Projected Costs of Generating Electricity 2015: <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>
3. OECD, NEA, Nuclear Energy and Renewables 2012: <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2012/7056-system-effects.pdf>
4. IEA, NEA, Projected Costs of Generating Electricity 2015: <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>
5. IEA, NEA, Projected Costs of Generating Electricity 2015: <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>
6. U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2019, January 2019 <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/aeo2019.pdf>
7. IEA, NEA, Projected Costs of Generating Electricity 2015: table 3.11, assuming 85% capacity factor. <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>
8. NEW ENERGY TECHNOLOGIES 2016 https://www.business.vic.gov.au/_data/assets/pdf_file/0004/1275457/New-Energy-Technology-Strategy-web-version-20160308.PDF
9. The economic future of nuclear power. A study conducted at the University of Chicago, august 2004 <https://www.mcs.anl.gov/~animescu/extras/reading/nuclindustrystudy-summary.pdf>
10. World Nuclear Association “Nuclear Power Economics and Project Structuring” 2017 https://www.world-nuclear.org/getmedia/84082691-786c-414f-8178-a26be866d8da/REPORT_Economics_Report_2017.pdf.aspx
11. World Nuclear Association Экономика атомной энергетики (Обновлено в апреле 2019 г.) <https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>
12. The US Energy Information Administration, US EIA “The World Nuclear Supply Chain: Outlook 2035” <https://www.world-nuclear.org/our-association/publications/publications-for-sale/world-nuclear-supply-chain-outlook-2035.aspx>
13. The US Energy Information Administration “Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants” November 2016 https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf
14. World Nuclear Association Economics of Nuclear Power (Updated April 2019) <https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>
15. Megaproject COST Presentation <http://www.mega-project.eu/>
16. World Nuclear Association Экономика атомной энергетики (Обновлено в апреле 2019 г.) <https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>
17. The IEA-NEA Nuclear Energy Roadmap 2015 <https://www.oecd-nea.org/pub/techroadmap/>
18. Energy Innovation Reform Project (EIRP) <https://www.innovationreform.org/>
19. РусГидро оценило стоимость новой ТЭЦ в Певеке в 18,9 млрд. Prochukotku.ru. 21 декабря 2018 г.
20. Для чукотского золота не хватает напряжения. Коммерсантъ. 21 декабря 2018 г.
21. “Small nuclear reactors for power and icebreaking” 07.10.2011. http://www.world-nuclearnews.org/NN_Small_nuclear_reactors_for_power_and_icebreaking_0710112.html
22. Саркисов А.А. Атомные станции малой мощности: новые направления развития энергетики. 2011 г. http://www.ibrae.ac.ru/docs/109/doklads_sq_wiht_cover.pdf
23. Тошинский Г.И., Русков А. http://elib.biblioatom.ru/text/atomnye-%20stantsii-maloy-moschnosti_2011/go,193/

Assessment and Optimization of Capital Costs of Nuclear Power Plants

B. I. Nigmatulin*, **

Institute of Energy Problems, Moscow, Russia

**e-mail: nb@geotar.ru*

***e-mail: b.nigmatulin@gmail.com*

With the active introduction of renewable energy sources and the transition to “low carbon” energy, competition with traditional non-carbon technologies for generating electricity has intensified. In this regard, an acute question arose of reducing capital costs during the construction of new nuclear power plants. Capital expenditures for different types of generation are compared. A lot of parameters and directions for optimizing the capital costs of nuclear power plants are analyzed.

Keywords: LCOE, overnight construction cost (OCC), nuclear reactors, small modular reactors (SMR), NPP Economics