

В. П. Кравченко, Е. В. Корчомный,
А. Р. Абдул Хусейн, В. К. Кравченко

Одесский национальный политехнический университет

Некоторые показатели ядерной энергетической установки типа КН-3

Рассмотрена судовая ЯЭУ электрической мощностью в конденсационном режиме 152,3 МВт. Указаны ее особенности по сравнению со стационарными ЯЭУ. Определена зависимость электрической мощности от количества теплоты, отпускаемой потребителю. Получены экономические показатели использования интерметаллического и оксидного топлива.

Ключевые слова: ядерная энергетическая установка, тепловая нагрузка, стоимость ядерного топлива.

В. П. Кравченко, Е. В. Корчомный, А. Р. Абдул Хусейн,
В. К. Кравченко

Деякі показники ядерної енергетичної установки типу КН-3

Розглянуто судову ЯЕУ електричною потужністю в конденсаційному режимі 152,3 МВт. Наведено її особливості порівняно зі стаціонарними ЯЕУ. Визначено залежність електричної потужності від кількості теплоти, що відпускається споживачеві. Отримано економічні показники використання інтерметалевого та оксидного ядерного палива.

Ключові слова: ядерна енергетична установка, теплове навантаження, вартість ядерного палива.

© В. П. Кравченко, Е. В. Корчомный, А. Р. Абдул Хусейн,
В. К. Кравченко, 2011

Сегодня в мире наряду с работами по увеличению единичной мощности основных энергетических агрегатов уделяется внимание разработке ядерных энергоустановок (ЯЭУ) относительно малой мощности. Так, российский ФГУП «Гидропресс» — ведущая организация по проектированию ядерных реакторов типа ВВЭР — разрабатывает линейку реакторов мощностью от 100 до 700 МВт (эл.). Это объясняется потребностями рынка, возможностями энергосистемы и большей суммарной надежностью (три установки по 100 МВт обеспечивают большую выработку электроэнергии, чем одна мощностью 300 МВт). Крупные производственные предприятия сегодня также рассматривают вопросы автономного энергообеспечения. Для этой цели подходят установки малой мощности.

Однако данных по ЯЭУ малой мощности практически нет. Пытаясь найти их, в первую очередь возникает мысль обратиться к судовым установкам. Обзор литературы по данному направлению показал отсутствие современных данных [1]. Это объясняется специальным применением судовых установок и, соответственно, секретностью подобной информации.

Данные корабельной паропроизводящей установки (ППУ) типа КН-3, рассматриваемой в качестве модуля для подземной АТЭЦ, такие [2]:

Тепловая мощность реакторных установок	230×2 МВт
Кампания активной зоны	27500 ч
Общая масса топлива в первой загрузке реакторов по урану-235 при среднем обогащении 53,3 %	448×2 кг
Количество циркуляционных петель контура охлаждения каждого реактора	4 шт.
Расход теплоносителя через активную зону одного реактора	3381 т/ч
Рабочее давление на выходе из реактора	14 МПа
Температура теплоносителя на выходе из реактора	325 °С
Температура теплоносителя на входе в реактор	282 °С
Напор главного циркуляционного насоса	0,25 МПа
Паропроизводительность	758 т/ч
Температура питательной воды на входе в ПГ	194 °С
Продолжительность непрерывной работы в течение года	До 8000 ч
Периодичность перезарядок активной зоны	Около 5 лет
Срок службы незаменимого оборудования	До 40 лет
Конструктивная форма турбоагрегата	ЦВД+ЦНД
Мощность турбоагрегата в конденсационном режиме при температуре охлаждающей воды +15 °С	152,3 МВт
Давление пара на входе в турбину	3,4 МПа

Температура пара на входе в турбину	285 °С
Параметры пара перед промперегревателем:	
давление	0,28 МПа
Параметры пара после промперегрева:	
давление	0,27 МПа
температура	250 °С
Отбор теплоты от одной турбоустановки	25 Гкал/ч
Экономичность турбины:	
в конденсационном режиме	10681,1 кДж/(кВт·ч)
при отборах на теплофикацию	10340,5 кДж/(кВт·ч)
Расход охлаждающей воды	
через конденсатор турбины	30000 м ³ /ч
Наработка на отказ турбоустановки	8000 ч
Общий срок службы турбоагрегата	40 лет

Данная установка в конденсационном режиме имеет электрическую мощность 152,3 МВт и представляет интерес в качестве автономного энергоисточника для многих предприятий.

Целью исследования является определение основных показателей ЯЭУ типа КН-3, позволяющих проводить технико-экономическое обоснование целесообразности ее использования для энергообеспечения промышленных предприятий.

Анализ представленных данных выявил следующие особенности ЯЭУ типа КН-3 по сравнению с ЯЭУ типа ВВЭР-440 и ВВЭР-1000:

1. На турбину подается перегретый пар температурой 241 °С (3,4 МПа). Температура острого пара 285 °С. Значит, парогенератор имеет более сложную конструкцию, чем ПГВ-1000, и включает теплообменную поверхность для перегрева пара.

2. Тепловая схема турбоустановки К-150–3,4/50 неизвестна. Принят двухступенчатый промперегрев: отборным, а затем острым паром. Имеются два цилиндра: ЦВД и ЦНД.

3. В приведенных данных имеются ошибки (возможно, допущенные специально). Так, степень сухости пара после ЦВД при теоретическом изэнтропийном расширении равна 0,884. Степень сухости после расширения в ЦВД, равная 0,995 [2], достигается при внутреннем относительном КПД ЦВД, равном 49 %, что слишком мало для современной передовой техники.

4. На одну турбину работают два реактора, что повышает надежность ЯЭУ.

5. Разность температур теплоносителя в реакторе равна 325 – 282 = 43 °С, что в 1,5 раза больше принятой в большой энергетике величины.

6. В качестве ядерного топлива используется интерметаллическое топливо с концентрацией высокообогащенного (99,9 %) урана-235 53,3 %. Масса топлива в активной зоне равна 448 кг по ²³⁵U.

7. Обогащение топлива равно 53,3 % для обеспечения длительной кампании реактора в 27500 ч, или 27500/8000 = 3,43 года непрерывной работы.

8. Коэффициент использования установленной мощности равен 0,9589. Примем для дальнейших расчетов 0,95. Это означает, что 5 % времени в году проводится ремонт, т. е. 8760·0,95 = 438 ч.

Для определения технико-экономических показателей энергоустановки необходимо рассчитать тепловую схему для определения электрической мощности установки при заданном отпуске теплоты потребителю, и рассчитать реактор для нахождения топливной составляющей эксплуатационных затрат.

В тепловой схеме турбоустановки К-150–3,4/50 в отличие от стационарной энергетики принято три ПНД и два ПВД (рис. 1). В остальном тепловая схема идентична схеме турбоустановки К-1000–6/25 [3].

Основные параметры в узловых точках схемы при тепловой нагрузке потребителя 25 Гкал/ч приводятся в табл. 1. При этом отпускаемая электрическая мощность равна 132,86 МВт (собственные нужды оцениваются в 5,1 %). При расчете были приняты внутренние относительные КПД цилиндров 85 % [3].

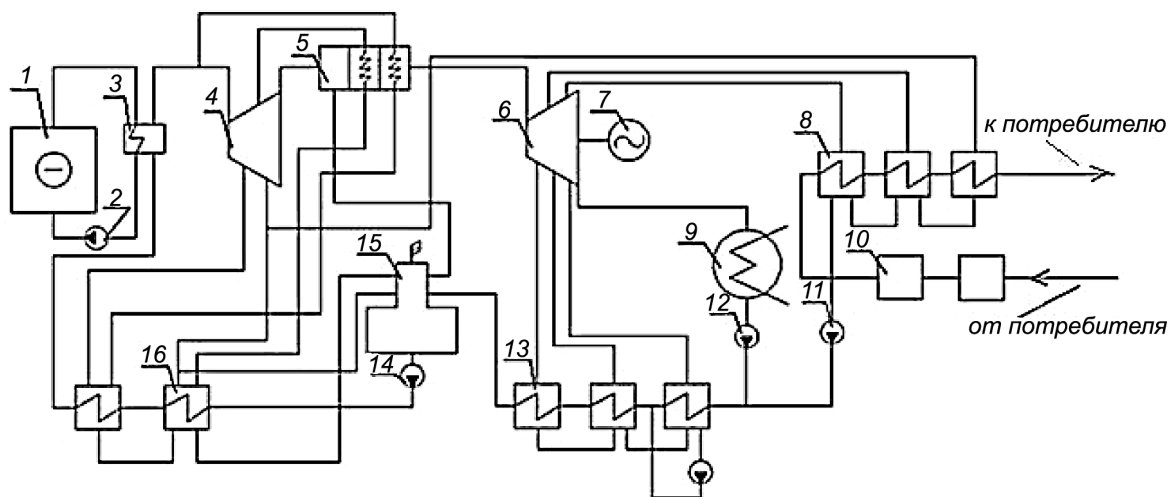


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема турбоустановки:

1 – реактор; 2 – ГЦН; 3 – парогенератор; 4 – ЦВД; 5 – сепаратор-промперегреватель; 6 – ЦНД; 7 – генератор; 8 – подогреватели сетевой воды; 9 – конденсатор; 10 – химводоочистка; 11 – сетевой насос; 12 – конденсатный насос; 13 – подогреватель низкого давления; 14 – питательный насос; 15 – деаэрактор; 16 – подогреватель высокого давления

Таблица 1. Параметры в узловых точках тепловой схемы (рис. 1) при тепловой нагрузке 25 Гкал/ч

Наименование узловых точек	Температура, °С	Давление, МПа	Энтальпия, кДж/кг	Расход, кг/с
Прямая сетевая вода	150	0,6	632,33	51,15
Обратная сетевая вода	15	0,5	63,46	51,15
Пар на подогреватель сетевой воды № 1	61,91	0,022	2586,88	3,69
Пар на подогреватель сетевой воды № 2	136,2	0,075	2751,24	3,39
Пар на подогреватель сетевой воды № 3	169,17	0,78	2699,49	4,95
Пар из парогенератора	285	3,4	2941,02	210,56
Пар после ЦВД, степень сухости 0,92	131,19	0,28	2548,76	159,11
Пар после СПП	250	0,27	2968,94	147,21
Греющий пар на промперегреватель № 1	202	1,62	2825,38	10,29
Греющий пар на промперегреватель № 2	285	3,4	2941,02	9,407
Основной конденсат перед ПНД-1	28,16	0,631	118,46	131,164
Основной конденсат перед ПНД-2	57,88	0,556	242,74	154,46
Основной конденсат перед ПНД-3	87,65	0,481	367,39	154,46
Основной конденсат перед деаэратором	117,41	0,25	492,99	154,46
Питательная вода после деаэратора	127,41	0,25	535,35	212,24
Питательная вода после питательного насоса	128,3	6,41	543,37	212,24
Питательная вода после ПВД-1	161,17	6,14	683,8	212,24
Питательная вода после ПВД-2	194	5,87	827,43	212,24
Греющий пар на ПВД-2	213,2	1,621	2825,38	14,495
Греющий пар на ПВД-1	169,15	0,776	2707,26	12,06
Греющий пар на деаэратор	169,15	0,776	2707,26	0,266
Греющий пар на ПНД-3	230,64	0,208	2932,07	8,007
Греющий пар на ПНД-2	138,95	0,0747	2756,67	7,691
Греющий пар на ПНД-1	61,88	0,0217	2589,3	7,398

Таблица 2. Зависимость основных показателей работы турбоустановки типа К-150–3,4/50 от тепловой нагрузки

Показатели	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			
	0	10	15	25
Отпускаемая электрическая мощность, МВт	137,91	136,02	135,85	133,2
Расход сетевой воды, кг/с	0	20,46	30,69	51,15
Электрический КПД, %	32,38	31,94	31,71	31,27
Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, кВт·ч/ГДж	—	0,139	0,098	0,065

С уменьшением тепловой мощности потребителя электрическая мощность растет (табл. 2). Электрический КПД ТЭЦ по производству электроэнергии

$$\eta_{э} = N_{э,отп} / (Q_{пг} - Q_{тп}),$$

где $N_{э,отп}$ — отпущенная электрическая мощность, кВт; $Q_{пг}$ — тепловая мощность парогенератора, кВт; $Q_{тп}$ — тепловая нагрузка потребителя, кВт.

Удельная выработка электроэнергии, кВт·ч/ГДж, на тепловом потреблении

$$W_{э} = N_{э,тп} \eta_{тп} / (3600 \cdot Q_{тп}),$$

где $N_{э,тп}$ — количество электроэнергии, которое вырабатывается за час паром, поступающим из отборов тепловому потребителю и на регенеративный подогрев воды; $\eta_{тп} = 0,98$ — КПД сетевой установки.

В табл. 3 приводятся основные технико-экономические показатели АЭС с КН-3 и ВВЭР-1000 [2].

При расчете ядерного реактора были приняты следующие положения. ЯЭУ производится в России, турбина и оборудование второго контура могут изготавливаться в Украине. Зависимость цены ядерного топлива от обогащения — экспоненциальная. Поэтому целесообразно параллельно с проектным решением, в котором используется интерметаллидное ядерное топливо с высоким обогащением, рассмотреть также характеристики реактора при использовании обычного оксидного топлива с максимальным обогащением 4,4 %. Для промышленного применения ядерного реактора нет необходимости в длительной непрерывной его работе по сравнению с применением для транспортных установок. При расчете реактора принята четырехкомпонентная активная зона с перегрузкой 25 % ядерного топлива.

Таблица 3. Основные технико-экономические показатели АЭС с КН-3 и ВВЭР-1000

Показатель	АЭС с КН-3	АЭС с ВВЭР-1000
Электрическая мощность, МВт	152,5	1000
Коэффициент использования мощности	0,95	0,75
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	5,1	9,5
Годовой отпуск электроэнергии, млрд кВт·ч	0,997	4,41
Капвложения в энергоисточник, млн \$*	36,35	1200
Стоимость начальной загрузки, млн \$	25,78	73,5
Годовые затраты на производство электроэнергии, млн \$	1,195	145,54
Оборотные фонды (страховой запас), млн \$	2,578	7,35
Суммарные сравнимые затраты на производство электроэнергии, млн \$	14,53	152,98
Стоимость электроэнергии, цент/(кВт·ч)	1,20	3,30
В том числе:		
топливная составляющая с учетом затрат на обращение с отработавшим ядерным топливом	0,46	0,72
эксплуатационная составляющая	0,74	2,58

*В мировых ценах на 01.01.1995 [2].

Расчет реактора включает в себя тепловой и нейтронно-физический расчеты. В тепловом расчете варьируется удельная объемная тепловая мощность и соотношение высоты к диаметру активной зоны при принятой конструкции тепловыделяющей сборки и твэла (принята конструкция рабочей ТВС реактора ВВЭР-440 с шестью направляющими каналами для кластерного регулирования). Цель расчета — получение минимальных размеров активной зоны при допустимых температурах наружной поверхности циркониевой оболочки твэла и топлива в центре таблетки [4].

Сложность нейтронно-физического расчета заключается в необходимости итерационного определения среднего обогащения ядерного топлива: по принятой длительности кампании реактора до перегрузки определяется обогащение топлива в каждой из четырех зон и, соответственно, среднее обогащение для всей активной зоны. При этом обогащении определяется кампания реактора, сопоставляемая с принятым ранее значением. Длительность кампании реактора определяется достижением эффективным коэффициентом размножения значения 1,05 [4].

В результате расчета при указанных условиях была определена кампания реактора, равная 250 эффективным суткам при среднем обогащении 3,2 %. Этот результат логически согласуется с данными реактора ВВЭР-1000. Практически при том же среднем обогащении ядерного топлива в активной зоне кампания реактора меньшего размера должна быть короче. Это объясняется большей относительной утечкой нейтронов из реактора меньшего размера. При удельной объемной нагрузке 92 МВт/м³ и отношении высоты к диаметру 1,1 высота активной зоны равна 1,562 м, диаметр — 1,42 м. Максимальная температура наружной поверхности оболочки твэла в центральных ТВС — 341 °С. Максимальная температура в центре топливного сердечника — 1973 °С. Запас по критической тепловой нагрузке — 2,7.

Стоимость АЭС с КН-3 в ценах 1995 г. [2] составляла 242 \$/кВт при цене на АЭС с ВВЭР-1000 1200 \$/кВт. В настоящее время удельная стоимость АЭС с ВВЭР

(PWR) выросла, по крайней мере, в три раза [5]. Поэтому стоимость АЭС с КН-3 может быть оценена в

$$242 \cdot 3 \cdot 152,3 \cdot 10^3 = 110,6 \text{ млн } \$.$$

Согласно данным корабельной ППУ типа КН-3, приведенным на с. 43–44, при непрерывной работе 8000 ч и коэффициенте использования мощности 0,95 на планово-предупредительном ремонте (ППР) приходится 438 ч = 18,25 сут. С учетом длительности топливной кампании 27 500 ч (8000 + 8000 + 8000 + 3500), длительности ППР и перегрузки 450 ч (принято) цикл от перегрузки до перегрузки составит

$$8000 + 438 + 8000 + 438 + 8000 + 438 + 3500 + 450 = 29264 \text{ ч.}$$

За 40 лет эксплуатации АЭС будет проведено $\frac{40 \text{ лет} \cdot 8760 \text{ ч/год}}{29264} = 12$ перегрузок (включая первую загрузку).

Стоимость одной загрузки с учетом трехкратного повышения цены (табл. 3) равна $25,78 \cdot 3 = 77,34$ млн \$. Топливная составляющая за весь период работы $77,34 \cdot 12 = 928,08$ млн \$.

При использовании оксидного топлива ежегодно будет перегружаться 25 % топлива. При 250 сутках работы примем длительность ППР с частичной перегрузкой такой же, как и в проектном варианте — 438 ч (18,25 сут). Тогда за 40 лет работы будет проведено $40 \cdot 365,25 / (250 + 18,25) - 1 = 54$ частичные перегрузки. Стоимость оксидного ядерного топлива для ВВЭР-1000 (табл. 3) оценивалась в 73,5 млн \$. Объем топлива в ВВЭР-1000 равен 7,86 м³, а в КН-3 — 2·0,758 м³. Таким образом, стоимость оксидного топлива может быть оценена так:

первая загрузка — $73,5 \cdot 2 \cdot 0,758 \cdot 3 / 7,86 = 42,53$ млн \$;
остальные частичные при замене четверти тепловыделяющих сборок — $42,53 \cdot 0,25 = 10,63$ млн \$.

Стоимость оксидного топлива за период работы АЭС

$$42,53 + 10,63 \cdot 54 = 616,55 \text{ млн } \$.$$

Выводы

1. В качестве промышленного энергоисточника может рассматриваться судовая ЯЭУ типа КН-3. Результаты расчета этой энергоустановки позволяют проводить технико-экономическое обоснование применения этой установки для обеспечения разных потребителей.

При постоянной мощности ядерного реактора изменение тепловой нагрузки потребителя от нуля до 25 Гкал/ч сопровождается уменьшением электрической мощности на 4,7 МВт.

При использовании интерметаллидного ядерного топлива за период эксплуатации потребуется 12 перегрузок (включая первую) общей стоимостью 928,08 млн \$.

При замене интерметаллидного топлива на оксидное теплотехническая надежность реактора обеспечивается при удельной объемной тепловой мощности 92 МВт/м³ и отношении высоты к диаметру 1,1. При обогащении подпиточного топлива 4,4 % и перегрузке 25 % топлива кампания реактора составит 250 сут. Топливная составляющая эксплуатационных затрат определяется проведением 54 перегрузок за 40 лет. Общая стоимость ядерного топлива за весь период эксплуатации, включая первую загрузку, составит 616,55 млн \$.

Список литературы

1. Судовые ядерные энергетические установки / Под ред. В. А. Кузнецова. — М.: Атомиздат, 1976. — 376 с.
2. Широков С. В. Ядерные энергетические реакторы. — К: НТУУ «КПІ», 1997. — 280 с.
3. Киров В. С. Тепловые схемы турбоустановок АЭС и их расчеты. — Одесса: Астропринт, 2004. — 212 с.
4. Верхивкер Г. П., Кравченко В. П. Основы расчета и конструирования ядерных энергетических реакторов. — Одесса: ТЭС, 2009. — 409 с.
5. РФ и Саудовская Аравия подпишут соглашение о сотрудничестве по мирному атому // Энергия. Запорожская АЭС (Ежедневная газета), № 45, 12 ноября 2010.

Надійшла до редакції 08.02.2011.