

АНАЛИЗ РАСШИРЕНИЯ ТЭЦ КУЙБЫШЕВСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКОЙ.

Зиганшина Светлана Камиловна

кандидат технических наук, доцент,

Самарский государственный технический университет, г. Самара

Кавун Александр Михайлович

магистрант,

Самарский государственный технический университет, г. Самара

Садчиков Николай Евгеньевич

магистрант,

Самарский государственный технический университет, г. Самара

Сидоров Валерий Евгеньевич

магистрант,

Самарский государственный технический университет, г. Самара

Аннотация. В статье представлена принципиальная тепловая схема паротурбинной установки и результаты расчёта противодавленческой турбины марки Р-8,4-35/10М. Выполнен экономический анализ эффективности проекта по программе «Alt-Invest-Prim» от внедрения паротурбинной установки на ТЭЦ АО «Куйбышевского нефтеперерабатывающего завода».

Ключевые слова: паровая турбина; тепловая энергия; баланс по пару; расчёт экономической эффективности.

В настоящее время предприятие ТЭЦ Куйбышевского нефтеперерабатывающего завода является наиболее энергоёмким. Для ведения технологических процессов используется тепловая энергия в виде пара и горячей воды [1]. Источником тепловой энергии как правило служит близлежащая тепловая электростанция, работающая на природном газе.

В последние годы большое внимание уделяется возможности собственной выработки тепловой и электрической энергии. Это позволяет повысить коэффициент использования топлива в системе за счёт более глубокого использования теплоты сбросных и технологических потоков.

В связи с возрастающими тепловыми и паровыми нагрузками НПЗ, необходимостью более надёжного электроснабжения электроприёмников 1 категории, постоянное увеличение жилого массива Куйбышевского района города Самары, а также постоянное увеличение стоимости закупаемой электроэнергии со стороны энергоснабжающей организации.

Было предложено произвести расширение существующих мощностей однотипной противодавленческой турбиной марки Р-8,4-35/10М. С целью удовлетворения потребности установок завода в паре 10 ати. А также расширение ТЭЦ завода АО «КНПЗ» позволит увеличить общую электрическую мощности и выйти на рынок электроснабжения и удачно конкурировать с энергосистемой за счет низкой себестоимости электроэнергии производимой на ТЭЦ АО «КНПЗ».

ТЭЦ на 70% покрывает потребности КНПЗ в электроэнергии, полностью обеспечивает теплом завод, многие организации и жилые дома в Куйбышевском районе. На ТЭЦ установлено четыре энергетических котла БКЗ-100-39 ГМА модернизированные суммарной установленной мощностью 400 т/ч пара и две турбины: ПТ-12-35-10М; Р-8,4-35-10М; суммарной установленной мощностью 20 МВт.

Составим баланс по пару:

$$D_0 = D_{\text{ПТ}} + D_{\text{Р(1)}} + D_{\text{Р(2)}}$$

D_0 – суммарная паропроизводительность котлоагрегатов составляет 400 т/ч;

$D_{\text{Р}}$ - номинальный расход пара на турбину Р-8,4-35-10М составляет 140 т/ч;

$D_{\text{ПТ}}$ - номинальный расход пара на турбину ПТ-12-35-10М составляет 108,84 т/ч.

Получаем, что $D_0 = 108,84 + 140 + 140 = 388,84$ т/ч.

Баланс по пару с вновь вводимым оборудованием удовлетворяет паропроизводительности котлоагрегатов.

Паровая турбина Р-8,4-35/10М противодавленческого типа номинальной мощностью 8,4 МВт. Турбина имеет один корпус, дроссельную систему парораспределения. Номинальные параметры пара перед регулирующим клапаном $p=35 \text{ кгс/см}^2$, $t=440 \text{ }^\circ\text{C}$, частота вращения ротора – 3000 об/мин. Острый пар поступает через стопорные клапаны и регулирующие клапаны парораспределения в проточную часть турбины. Пройдя проточную часть турбины, отработавший пар выходит через выхлопной патрубок и поступает в коллектор пара $p=1,0 \text{ МПа}$ на производственные нужды и собственные нужды ТЭЦ. Пар из первой камеры заднего уплотнения и второй камеры переднего уплотнения, а также из уплотнения штоков стопорных клапанов и регулирующих клапанов отсасывается струйным подогревателем, который осуществляет подогрев химочищенной воды. Подогрев питательной воды осуществляется в подогревателе высокого давления ПВД-3 паром из коллектора $p=1,0 \text{ МПа}$. Цилиндр турбины обладает специальным обогревом фланцев и шпилек для уменьшения разности температур между стенками цилиндра и фланцами, а так же для равномерного прогрева фланцев и шпилек. Для контроля температуры фланцев и шпилек установлены термопары. Принципиальная схема паротурбинной установки с турбиной Р-8,4-35/10М представлена на рис.1,[3].

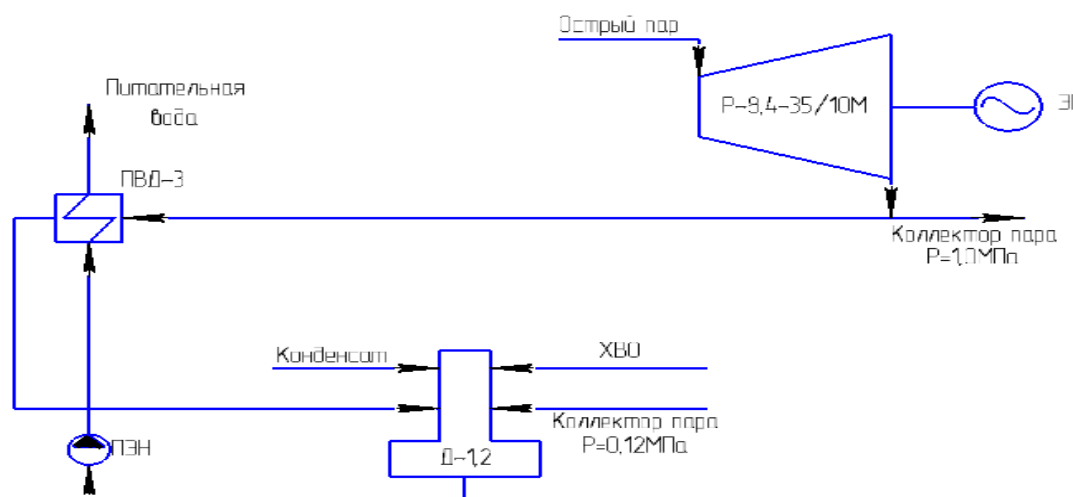


Рис.1. Принципиальная схема паротурбинной установки с турбиной Р-8,4-35/10М

Исходные данные для теплового расчёта паротурбинной установки с турбиной Р-8,4-35/10М

номинальная мощность паровой турбины $N_9 = 8,4$ МВт;

начальное давление острого пара $p_0 = 3,5$ МПа;

начальная температура острого пара $t_0 = 440$ °С;

количество регенеративных подогревателей – 3хПВД;

температура питательной воды $t_{не} = 210$ °С;

давление отработавшего в турбине пара $p_2 = 1$ МПа;

номинальный расход острого пара $D_0 = 140$ т/ч (38,89 кг/с);

рабочее давление в деаэраторе $p_d = 0,12$ МПа.

Паровая турбина Р-8,4-35/10М выполнена в одноцилиндровом исполнении.

1. По начальным параметрам p_0 и t_0 определяется энтальпия свежего пара:

$$p_0 = 3,5 \text{ МПа}; t_0 = 440 \text{ °С}; h_0 = 3315 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

2. Паровая турбина имеет сопловое парораспределение, что является характерным для современных паротурбинных установок установленной мощностью менее 500 МВт.

Регулирующая ступень выполнена в одновенечном исполнении. Идеальный теплоперепад пара в ней составляет $H_0^{p.c.} = 50$ кДж/кг. Относительный внутренний КПД регулирующей ступени принят равным $\eta_{0i}^{p.c.} = 0,75$.

3. Реальный теплоперепад пара в регулирующей ступени турбины:

$$H_i^{p.c.} = h_0^{p.c.} \eta_{0i}^{p.c.} = 50 \cdot 0,75 = 37,5 \text{ кДж/кг}.$$

4. Энтальпия пара после идеального процесса расширения пара в регулирующей ступени составляет $h_{1ид} = 3259$ кДж/кг. Соответственно, давление пара после регулирующей ступени составит $p_1 = 3,2$ МПа. С учетом давления p_1 и реального теплоперепада $H_i^{p.c.}$ энтальпия пара за регулирующей ступенью составляет величину:

$$h_1 = h_0 - H_i^{p.c.} = 3315 - 37,5 = 3277,5 \text{ кДж/кг}.$$

Температура пара после регулирующей ступени $t_1 = 430$ °С.

5. Далее проводится построение процесса в турбине Р-8,4-35/10М.

Энтальпия пара в конце идеального процесса расширения в турбине определяется по известному значению давления отработавшего пара p_2 – $h_{2\text{ид}} = 2970$ кДж/кг. Температура отработавшего пара $t_{1\text{ид}} = 260$ °С.

6. Энтальпия пара в конце реального процесса расширения в турбине с учетом принятого значения внутреннего относительного КПД турбины $\eta_{0i} = 0,85$:

$$h_2 = h_1 - [(h_1 - h_{2\text{ид}}) \eta_{0i}] = 3277,5 - [(3277,5 - 2970) \cdot 0,85] = 3016,12 \text{ кДж/кг.}$$

Температура отработавшего в турбине пара $t_2 = 282$ °С.

7. Отработавший пар является греющим теплоносителем в теплофикационной установке, предназначенной для подогрева сетевой воды. Потери давления в паропроводе на сетевые подогреватели $\Delta p_{cn} = 10$ %. Тогда давление конденсирующегося пара составит величину $p_{омб(cn)} = 0,9p_2 = 0,9 \cdot 1,0 = 0,9$ МПа. Данному давлению соответствует температура конденсирующегося пара и образовавшегося конденсата $t'_2 = 175$ °С.

8. Паротурбинная установка Р-8,4-35/10М оснащена тремя подогревателями высокого давления.

По температуре питательной воды $t_{не} = 210$ °С и с учетом ее теплоемкости $c_{H_2O} = 4,1868$ кДж/кг·К определяется энтальпия питательной воды $h_{не} = c_{H_2O} t_{не} = 4,1868 \cdot 210 = 879,29$ кДж/кг.

9. С учетом недогрева $\delta t_{ПВД-1} = \delta t_{ПВД-2} = \delta t_{ПВД-3} = 3$ °С до температуры насыщения в подогревателе ПВД-1 определяется температура насыщения в ПВД-1 $t_{s(не\delta-1)} = t_{не} + \delta t_{ПВД-1} = 210 + 3 = 213$ °С. Данной температуре соответствует энтальпия конденсирующегося пара $h''_{s(не\delta-1)} = 2797,4$ кДж/кг и энтальпия конденсата отборного пара $h'_{s(не\delta-1)} = 908,6$ кДж/кг. Давление в ПВД-1 составляет $p_{не\delta-1} = 2,0$ МПа.

10. Потери давления в паропроводах отбора пара в систему регенерации принимаются равными 10 %:

$$\Delta p_{n\vartheta-1} = \Delta p_{n\vartheta-2} = \Delta p_{n\vartheta-3} = 0,1 p_{om\bar{b}i}.$$

Здесь $p_{om\bar{b}i}$ – давление пара в i -том отборе пара на регенеративный подогреватель.

11. Давление пара в отборе на ПВД-1:

$$p_{om\bar{b}1} = (1 + \Delta p_{n\vartheta-1}) p_{n\vartheta-1} = 1,1 p_{n\vartheta-1} = 1,1 \cdot 2,0 = 2,2 \text{ МПа.}$$

12. Параметры пара в отборе на ПВД-1 определяются по давлению $p_{om\bar{b}1} = 2,2$ МПа для реального процесса расширения в турбине (по h,s – диаграмме):

$$t_{om\bar{b}1} = 376 \text{ }^\circ\text{C}, h_{om\bar{b}1} = 3195 \text{ кДж/кг.}$$

13. Принимается неравномерный подогрев питательной воды в регенеративных подогревателях. Величина подогрева в каждом подогревателе определяется с учетом параметра d и количества регенеративных подогревателей $z = 3$:

$$d = \sqrt[z]{t'_2/t_{n\vartheta}} = \sqrt[3]{175/210} = 0,941.$$

14. С учетом принятого значения подогрева питательной воды в ПВД-1 $\Delta t_{n\vartheta-1} = 25$ °C определяются значения подогрева питательной воды в ПВД-2 и ПВД-3 из выражений:

$$\Delta t_{n\vartheta-1} = \Delta t_{n\vartheta-2}/d,$$

$$\Delta t_{n\vartheta-2} = d \Delta t_{n\vartheta-1} = 0,941 \cdot 25 = 23,52 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Delta t_{n\vartheta-2} = \Delta t_{n\vartheta-3}/d,$$

$$\Delta t_{n\vartheta-3} = d \Delta t_{n\vartheta-2} = 0,941 \cdot 23,52 = 22,13 \text{ }^\circ\text{C.}$$

15. В соответствии с этим температура питательной воды после питательного насоса (перед ПВД-3) составит значение:

$$t_{nn} = t_{ng} - \Delta t_{ng\delta-1} - \Delta t_{ng\delta-2} - \Delta t_{ng\delta-3} = 210 - 25 - 23,52 - 22,13 = 139,5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Данной температуре соответствует энтальпия $h_{nn} = c_{H_2O} t_{nn} = 139,5 \cdot 4,1868 = 584,05$ кДж/кг.

16. В этом случае температура воды за регенеративными подогревателями ПВД-2 и ПВД-3 будет равна:

$$t_{ng\delta-2} = t_{ng} - \Delta t_{ng\delta-1} = 210 - 25 = 185 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$t_{ng\delta-3} = t_{ng} - \Delta t_{ng\delta-2} = 185 - 23,52 = 161,48 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Указанным температурам соответствуют энтальпии $h_{ng\delta-2} = c_{H_2O} t_{ng\delta-2} = 4,1868 \cdot 185 = 774,55$ кДж/кг и $h_{ng\delta-3} = c_{H_2O} t_{ng\delta-3} = 4,1868 \cdot 161,48 = 676,08$ кДж/кг.

17. Температура насыщения в подогревателях высокого давления ПВД-2 и ПВД-3:

$$t_{s (ng\delta-2)} = t_{ng\delta-2} + \delta t_{ПВД-2} = 185 + 3 = 188 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$t_{s (ng\delta-3)} = t_{ng\delta-3} + \delta t_{ПВД-3} = 161,48 + 3 = 164 \text{ }^\circ\text{C}.$$

По приведенным значениям температуры насыщения находятся давления в самих подогревателях $p_{ng\delta-2} = 1,5$ МПа и $p_{ng\delta-3} = 1,1$ МПа и энтальпии образовавшегося конденсата отборного пара $h'_{s (ng\delta-2)} = 844,7$ кДж/кг и $h'_{s (ng\delta-3)} = 781,1$ кДж/кг.

18. Давление пара в отборах на ПВД-2 и ПВД-3:

$$p_{отб2} = (1 + \Delta p_{ng\delta-2}) p_{ng\delta-2} = 1,1 p_{ng\delta-2} = 1,1 \cdot 1,5 = 1,65 \text{ МПа};$$

$$p_{отб3} = (1 + \Delta p_{ng\delta-3}) p_{ng\delta-3} = 1,1 p_{ng\delta-3} = 1,1 \cdot 1,1 = 1,21 \text{ МПа}.$$

19. Параметры пара в отборе на ПВД-2 определяется аналогично п. 11:

$$t_{отб2} = 323 \text{ }^\circ\text{C}, h_{отб2} = 3094 \text{ кДж/кг};$$

$$t_{отб3} = 300 \text{ }^\circ\text{C}, h_{отб3} = 3049 \text{ кДж/кг}.$$

20. Теплоперепады пара между отборами турбины:

– между «головной» частью турбины и отбором на ПВД-1:

$$H_1 = h_0 - h_{отб1} = 3315 - 3195 = 120 \text{ кДж/кг};$$

– между отборами пара на ПВД-1 и ПВД-2:

$$H_2 = h_{отб1} - h_{отб2} = 3195 - 3094 = 101 \text{ кДж/кг};$$

– между отборами пара на ПВД-2 и ПВД-3:

$$H_3 = h_{отб2} - h_{отб3} = 3094 - 3049 = 45 \text{ кДж/кг};$$

– между отбором пара на ПВД-3 и выхлопным патрубком турбины:

$$H_4 = h_{отб3} - h_2 = 3049 - 3016 = 33 \text{ кДж/кг}.$$

На рисунке 2 представлен условный процесс расширения пара в турбине Р-8,4-35/10М

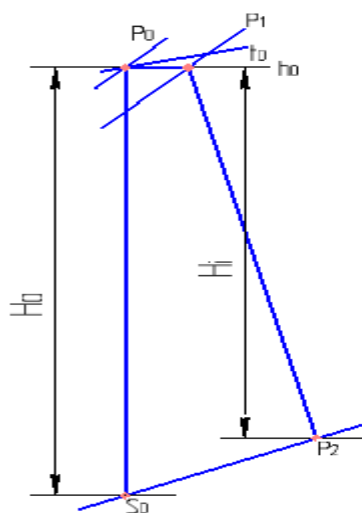


Рис 2а Схема условного процесса расширения пара в турбине в h-s -диаграмме.

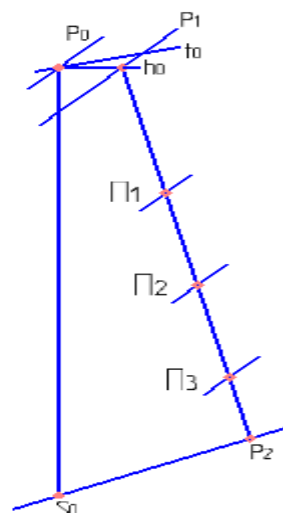


Рис 2б Схема условного процесса с изоборами в камерах отборов турбины на регенерацию.

21. Относительные расходы пара на регенеративные подогреватели ПВД-1, ПВД-2 и ПВД-3 с учётом КПД данных подогревателей $\eta_{пк} = 98\%$:

$$\alpha_1 = \frac{h_{пв} - h_{пвд-2}}{(h_{отб1} - h_{s(пвд-1)})\eta_{пвд}} = \frac{879,29 - 774,55}{(3195 - 908,6) \cdot 0,98} = 0,046;$$

$$\alpha_2 = \frac{(1 - \alpha_1)(h_{пвд-2} - h_{пвд-3})}{(h_{отб2} - h_{s(пвд-2)})\eta_{пвд}} = \frac{(1 - 0,046)(774,455 - 676,08)}{(3094 - 844,7) \cdot 0,98} = 0,0426;$$

$$\alpha_3 = \frac{(1 - \alpha_1 - \alpha_2)(h_{пвд-3} - h_{пн})}{(h_{отб3} - h_{s(пвд-3)})\eta_{пвд}} = \frac{(1 - 0,046 - 0,0426)(676,08 - 584,05)}{(3049 - 781,1) \cdot 0,98} = 0,0377;$$

22. Расходы пара в регенеративные подогреватели в абсолютных значениях:

$$D_1 = \alpha_1 D_0 = 0,046 \cdot 38,89 = 1,788 \text{ кг/с};$$

$$D_2 = \alpha_2 D_0 = 0,0426 \cdot 38,89 = 1,656 \text{ кг/с};$$

$$D_3 = \alpha_3 D_0 = 0,0377 \cdot 38,89 = 1,466 \text{ кг/с}.$$

23. Количество пара, поступающего в выхлопной патрубков паровой турбины:

$$D_k = D_0 - D_1 - D_2 - D_3 = 38,89 - 1,788 - 1,656 - 1,466 = 33,98 \text{ кг/с}.$$

24. Электрическая мощность паротурбинной установки Р-8,4-35/10М:

$$\begin{aligned} N_{p-8,4} = D_0 \cdot [H_1 + H_2(1 - \alpha_1) + H_3(1 - \alpha_1 - \alpha_2) + H_4(1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3)] = \\ 38,89 \cdot [120 + (101 \cdot (1 - 0,046)) + (45 \cdot (1 - 0,046 - 0,0426)) + \\ (33 \cdot (1 - 0,046 - 0,0426 - 0,0377))] = 11130,279 \text{ кВт. [4]} \end{aligned}$$

Исходные данные для расчета экономической эффективности приведены в таблице 1. для программы «Alt-Invest-Prim».

Таблица 1

	Показатель	Единицы Измерения	Величина
1	Денежная единица	тыс. рублей	
2	Коэффициент пересчета (курс валют)	1долл/руб.	64,6
3	Интервал планирования (ИП)	Дней	360
4	Срок жизни проекта (количество интервалов планирования)	Интервал планирования	12
5	Объем производства и продаж: - график освоения производства - электроэнергия, отпущенная потребителю - тепловая энергия отпущенная потребителю	% по интервалам планирования $\frac{\text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$ Гкал/год	1 – 65 2 – 100 39900 417710
6	Выручка от реализации: - средний тариф (средняя доходная ставка) за 1000 кВт·ч электроэнергии - средний тариф (средняя доходная ставка) за 1 Гкал тепловой энергии	$\frac{\text{руб.}}{\text{тыс. кВт} \cdot \text{ч}}$ руб./Гкал	2170 1000
7	Текущие затраты (годовые): - топливо - заработная плата эксплуатационных рабочих - отчисления в страховые фонды - прочие операционные затраты	тыс. руб. тыс. руб. % %	84030 3780 30 35
8	Инвестиционные затраты: - график освоения инвестиций - постоянные инвестиционные затраты - амортизационные отчисления (средняя норма амортизации)	% тыс. руб. %	1 – 65 2 – 35 76873 10
9	Источники финансирования: - оптимальный график кредитования (собственные средства ВоТГК) - проценты за кредит (среднегодовые)	- %	0 0
	Отчет о прибыли:		

10	- налоги до налога на прибыль (средняя налоговая ставка)	%	1
	- налог на прибыль	%	20
	- налоги после налога на прибыль (средняя налоговая ставка)	%	1

Ниже приведены основные итоговые результаты оценки эффективности проекта [2].

1. Для ставки дисконтирования $E=10\%$

простой срок окупаемости $T_{OK} = 2,5$ лет;

условие эффективности выполняется, так как $T_{OK} < 8$ лет;

чистый поток денежных средств нарастающим итогом (**ЧПДС или ЧД**)

$ЧД = 353106$ тыс. руб. за 12 лет;

внутренняя норма доходности (прибыли) **ВНД или IRR** - 83,3%;

условие эффективности выполняется, так как **IRR** > 10%;

чистая текущая стоимость проекта **NPV** – 187446 тыс. руб.;

условие эффективности выполняется, так как **NPV** > 0;

рентабельность инвестиций **NPVR** – 251,9%;

условие эффективности выполняется, так как **NPVR** > 100%

дисконтированный чистый поток денежных средств нарастающим итогом

ДЧПДС или ЧДД = 187446 тыс. руб.;

условие эффективности выполняется, так как **ЧДД** > 0;

дисконтированный срок окупаемости $T_{OK(D)} = 2,7$ лет;

условие эффективности выполняется, так как $T_{OK(D)} < 8$ лет.

2. Для анализа чувствительности проекта ставка дисконтирования принимается $E = 20\%$

простой срок окупаемости $T_{OK} = 2,5$ лет ;

условие эффективности выполняется, так как $T_{OK} < 8$ лет;

чистый поток денежных средств нарастающим итогом (**ЧПДС или ЧД**)

$ЧД = 353106$ тыс. руб.;

внутренняя норма доходности (прибыли) **ВНД** или **IRR** - 83,3%;
условие эффективности выполняется, так как **IRR**>10%;
чистая текущая стоимость проекта **NPV** – 167092 тыс. руб.;
условие эффективности выполняется, так как **NPV**>0;
рентабельность инвестиций **NPVR** – 225.8%;
условие эффективности выполняется, так как **NPVR**>100%

дисконтированный чистый поток денежных средств нарастающим итогом

ДЧПДС или **ЧДД** = 167092 тыс. руб.

условие эффективности выполняется, так как **ЧДД** >0;

дисконтированный срок окупаемости, $T_{OK(D)} = 2,7$ лет;

условие эффективности выполняется, так как $T_{OK(D)} < 8$ лет.

Вывод

Результаты комплексного финансово-экономического анализа позволяют сделать вывод об эффективности инвестиционного проекта и подтвердить предварительную гипотезу.

Из приведенных расчетов видно, что анализ расширения ТЭЦ Куйбышевского НПЗ паротурбинной установкой необходимо, целесообразно и эффективно. Расширение ТЭЦ КНПЗ позволяет выйти на новый уровень, сделать шаг вперед, для обслуживания тепломеханического оборудования ТЭЦ с учётом расширения обеспечивает возросшие нагрузки в тепле и паре. Модернизация ТЭЦ КНПЗ позволяет улучшить условия труда обслуживающего персонала. Реализация данного проекта помогает повысить надежность работы стационарного оборудования так же, как и всей станции в целом, а также повысить экономичность работы ТЭЦ.

Список литературы

1. Смородова О.В., Костарёва С.Н., Колоколова Е.А. Энергетическая эффективность систем энергообеспечения объектов нефтегазовой отрасли // Нефтегазовое дело. 2014. № 12-4. С. 134-138.

2. Пакет программ для вычисления теплофизических свойств воды и водяного пара «WaterSteamPro» (www.wsp.ru).
3. Кудинов, А.А. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование: учеб. пособие / А.А. Кудинов. – М.: ИНФРА-М, 2012. 325 с.
4. Турбины тепловых и атомных электрических станций. Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова. – М.: Изд. МЭИ, 2001, 488 с.