

ИССЛЕДОВАНИЕ В ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТУРБОУСТАНОВОК НА АЭС

Соколова О.С., Калугин Б.Ф.

Научный руководитель: Калугин Б. Ф., к.т.н., доцент

Томский Политехнический Университет, 634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, 30

E-mail: sokolovank@mail.ru

Создание энергоэффективных атомных электростанций с паровыми конденсационными турбинами и электрическим КПД более 50% является одной из приоритетных задач в энергетике. Так как большинство АЭС работает на насыщенном паре, то значение электрического КПД принимает сравнительно низкие значения 30-34%. Ощутимое повышение КПД турбоустановки АЭС достигается применением перегрева свежего пара.

В данной статье рассмотрены оптимальные параметры пара на выходе из ЦВД высокотемпературной турбины с параметрами $t_0=800^\circ\text{C}$, $P_0=5,88\text{МПа}$, $P_k=0,0037\text{МПа}$, которые достигаются путем газового перегрева пара, а также при сжигании водородного топлива в пароперегревателе, и сравнение полученных результатов с турбоустановкой, работающей на насыщенном паре с параметрами $t_0=274^\circ\text{C}$, $P_0=5,88\text{МПа}$, $P_k=0,0037\text{МПа}$.

Произведем параллельный расчет турбоустановок с параметрами $t_0=274^\circ\text{C}$, $P_0=5,88\text{МПа}$, $P_k=0,0037\text{МПа}$ и $t_0=800^\circ\text{C}$, $P_0=5,88\text{МПа}$, $P_k=0,0037\text{МПа}$ и определим его абсолютного внутреннего КПД η_i

Для этого выберем в качестве прототипа тепловую схему турбоустановки ХТЗ с турбиной К-1000-60/1500-2 Рис. 1. При расчете схемы с газовым перегревом и при сжигании водородного топлива, используем модернизированную схему с включенным в нее пароперегревателем Рис.2.

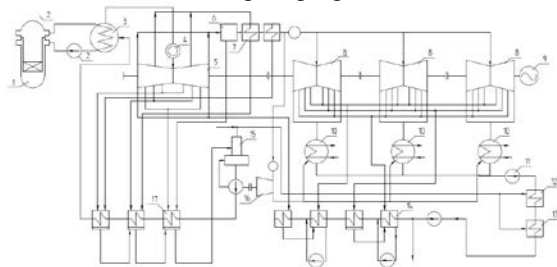


Рис. 1 Тепловая схема турбоустановки ХТЗ с турбиной К-1000-60/1500-2.

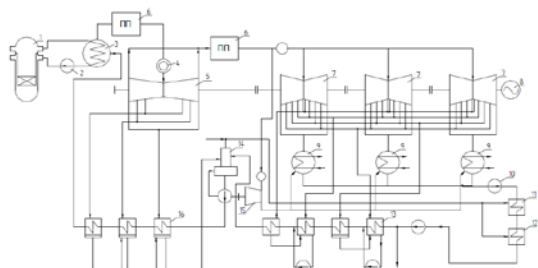


Рис. 2 Модернизированная тепловая схема турбоустановки ХТЗ с турбиной К-1000-60/1500-2. 1-реактор; 2-ГЦН; 3-парогенератор; 4-стопорный

клапан; 5- ЦВД турбины; 6-сепаратор; 7- промперегреватель; 8- ЦНД турбины; 9- электрогенератор; 10-конденсатор; 11-насос; 12- основной эжектор; 13- эжектор уплотнений; 14- подогреватели низкого давления; 15-деаэрактор; 16- турбопривод питательного насоса; 17- подогреватели высокого давления

Таблица 1. Исходные данные согласно прототипу К-1000-60/1500 [2].

| Тип турбины | Номер отборов | Давление в отборах, МПа | КПД цилиндра |
|----------------|---------------|-------------------------|--------------|
| К-1000-60/1500 | I | 2,87 | 0,84 |
| | II | 1,822 | |
| | III | 1,122 | |
| | IV | 0,582 | 0,81 |
| | V | 0,312 | |
| | VI | 0,08 | |
| | VII | 0,021 | |

Для начала произведем расчет турбины, работающей на насыщенном паре, а результаты расчетов представим в Таблице 2. Значение мощности турбины примем равное номинальному $N_3=1000\text{МВт}$.

Таблица 2. Результаты расчета турбоустановки, работающей на насыщенном паре.

| | |
|--|--------|
| Расход пара на турбину, G_0 , кг/с. | 1578 |
| Тепловая нагрузка парогенератора, $Q_{пг}$, МВт. | 3009,8 |
| Полная тепловая нагрузка турбоустановки, $Q_{тв}$, МВт. | 3003,5 |
| КПД установки по производству электроэнергии, η^3 . | 0,338 |

При расчете тепловой схемы с газовым промперегревом примем несколько допущений: расход пара через турбину равен расходу, полученному в предыдущем расчете $G_0=1578\text{кг/с}$; относительный внутренний КПД ЦВД $\eta_{оцвд}=0,9$, ЦНД $\eta_{оцнд}=0,92$; давления в отборах турбины остаются прежними.

Произведем расчет турбоустановки, давление на выходе из ЦВД которой равно давлению 4-го отбора $P_{разд1}=P_{отб4}$.

$$N_3 = G_0 \cdot (h_0 - h_1) + (G_0 - G_1) \cdot (h_1 - h_2) + (G_0 - G_1 - G_2) \cdot (h_2 - h_3) + (G_0 - G_1 - G_2 - G_3) \cdot (h_3 - h_4) + (G_0 - G_1 - G_2 - G_3 - G_4) \cdot (h_{nn} - h_5) + (G_0 - G_1 - G_2 - G_3 - G_4 - G_5) \cdot (h_5 - h_6) + (G_0 - G_1 - G_2 - G_3 - G_4 - G_5 - G_6) \cdot (h_6 - h_7) + (G_0 - G_1 - G_2 - G_3 - G_4 - G_5 - G_6 - G_7) \cdot (h_7 - h_k)$$

Аналогичным образом рассчитаем мощность турбоустановки с давлением на выходе из ЦВД равному давлению i -го отбора. Результаты расчета представим в Таблице 3.

По формуле для 4-го отбора определим полную нагрузку турбоустановки:

$$Q_{тв} = G_{пг} \cdot (h_0 - h_{пг}) - G_{гм} (h_{пг} - h_{ог}) + G_{nn} (h_{nn} - h_4);$$

Результаты расчета представим в Таблице 3.

Рассчитаем КПД установки по производству электроэнергии:

$$\eta^{\circ} = \frac{N_{\circ} + N_{\circ}^{mn}}{Q_{my}}$$

При расчете тепловой схемы с водородным сжиганием топлива примем допущения, что расход пара через турбину останется неизменным, выработанная мощность будет равна мощности турбоустановки, работающей с газовым перегревом пара.

Определим дополнительную мощность, вырабатываемую на первичном перегреве пара:

$$\Delta N^{ЦВД} = G_{H_2O}^1 \cdot (h_0 - h_m) \cdot \eta_m \cdot \eta_z;$$

Где G_{H_2O} – количество воды, образующееся при сжигании водорода.

Запишем формулу для определения дополнительной мощности, вырабатываемую на вторичном перегреве пара:

$$\Delta N^{ЦВД} = (G_{H_2O}^1 + G_{H_2O}^2) \cdot (h_0 - h_m) \cdot \eta_m \cdot \eta_z;$$

Общая мощность найдем по формуле:

$$N_{\circ}^{общ} = \Delta N^{ЦВД} + \Delta N^{ЦВД} + N_{\circ}$$

Результаты расчета занесем в Таблицу 4.

Количество теплоты, вырабатываемое при сжигании водородного топлива:

$$Q_{общ} = Q_{ng} + Q_{раб}^{высш} \cdot G_{H_2}^1 + Q_{раб}^{высш} \cdot G_{H_2}^2;$$

Результаты расчета занесем в Таблицу 4.

Результаты занесем в Таблицу 4.

Таблица 3 – Результаты расчета турбоустановки с газовым перегревом пара.

| Газовый промперегрев пара | | | |
|---------------------------|-------------------|----------------|----------------|
| № п/п | N_{\circ} , МВт | $Q_{ту}$, МВт | η° |
| 1 | 2579 | 5469 | 0,474 |
| 2 | 2727 | 5699 | 0,481 |
| 3 | 2855 | 5915 | 0,485 |
| 4 | 3015 | 6155 | 0,492 |
| 5 | 3016 | 6298 | 0,481 |
| 6 | 3005 | 6590 | 0,458 |



Рис 3. – График зависимости изменения КПД по выработке эл/энергии от давления на выходе из ЦВД для газового перегрева.

Таблица 4. – Результаты расчета турбоустановки с перегревом пара со сжиганием водородного топлива.

| Сжигание водородного топлива | | | |
|------------------------------|-------------------|----------------|----------------|
| № п/п | N_{\circ} , МВт | $Q_{ту}$, МВт | η° |
| 1 | 2976,6 | 6424 | 0,466 |
| 2 | 3161,1 | 6782 | 0,468 |
| 3 | 3330 | 7092 | 0,472 |
| 4 | 3534,1 | 7483 | 0,474 |
| 5 | 3531,5 | 7720 | 0,459 |
| 6 | 3537,9 | 8185 | 0,434 |

По результатам, полученным выше, построим графики зависимости изменения КПД от давления на выходе из ЦВД для перегрева пара со сжиганием водородного топлива.



Рис. 4 - График зависимости изменения КПД по выработке эл/энергии от давления на выходе из ЦВД для перегрева пара со сжиганием водородного топлива.

Результаты показали, что при изменении давления на выходе из ЦВД происходит изменение значения электрического КПД, причем оптимальное значение достигается при $P_{разд1} = P_{отб4}$, как при газовом перегреве пара, так и при сжигании водородного топлива. В результате использования перегрева пара мы получили значительное повышение КПД по сравнению с расчетами турбоустановки на насыщенном паре. При использовании водородного топлива в качестве перегрева пара, мы получили оптимальный КПД значительно ниже, чем при газовом перегреве: $\eta_{опт}^{\circ} = 0,492$, $\eta_{опт}^{\circ} = 0,474$.

Это можно объяснить тем, что пар, который образуется при вторичном перегреве, работает при меньших параметрах.

Список используемой литературы:

1. Рыжкин В.Я., Тепловые электрические станции: Учебник для вузов/ Под ред. В.Я. Гиршфельда. – 3-е изд., перераб. И доп. - М.: Энергоатомиздат, 1987.-328 с.
2. Калугин Б.Ф. Турбомашины. Учебное пособие. Томск, изд. ТПУ, 1991- 94с.