

7.7. Цикл паротурбинной установки АЭС с реактором ВВЭР

Существует большое число видов атомных электрических станций (АЭС) различающихся типами применяемых атомных реакторов, используемым топливом, замедлителями нейтронов, теплоносителями, рабочими телами и другими конструктивными составляющими. Однако в итоге для преобразования полученной от реактора теплоты в электроэнергию всегда применяется паротурбинная установка.

Особенности получения теплоты от реактора, а также особенность экономики АЭС, где, в отличие от обычных электростанций, затраты на топливо составляют лишь малую часть себестоимости вырабатываемой электроэнергии, приводят к тому, что чаще всего верхняя граница температурного интервала, в котором осуществляется цикл, намного ниже, чем для циклов обычных электростанций. В этих условиях становится целесообразным использование цикла с влажным водяным паром. На рис. 7.36 в T,s диаграмме приведено сравнение циклов насыщенного пара 1-2-3-4-1 и перегретого пара $1^a-2^a-3-5-1$ для случая, когда максимальная температура T_{\max} ниже критической температуры пара T_k . Очевидно, что парообразование в цикле перегретого пара должно происходить при температуре, а следовательно и при давлении, более низких, чем в цикле насыщенного пара. Поэтому средняя температура подвода теплоты T_{1cp} в этом цикле меньше, чем в цикле насыщенного пара, что при одинаковой средней температуре отвода теплоты T_{\min} приводит к выводу о том, что термический КПД цикла перегретого пара в этих условиях ниже термического КПД цикла насыщенного пара.

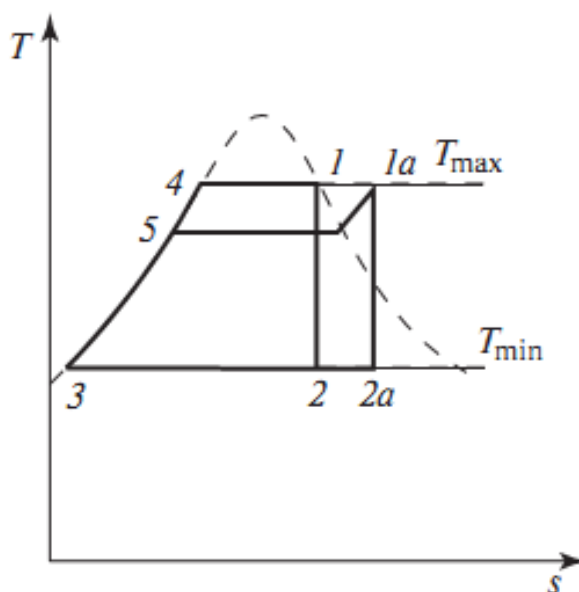


Рис. 7.36

Если пар при входе в турбину является насыщенным, то при дальнейшем адиабатном расширении влажность его может достичь большой величины, недопустимой по условиям

безопасной работы турбины (см раздел 7.2). Для того, чтобы избежать этого применяется специальный *процесс сепарации пара* – удаление образовавшейся жидкой фазы при некотором промежуточном давлении. Однако, одного этого во многих случаях бывает недостаточно, так как при дальнейшем расширении влажность пара может снова достичь недопустимых значений. Поэтому после сепарации пар, обычно, еще и перегревают.

Имея в виду все эти обстоятельства, рассмотрим цикл паротурбинной установки АЭС с наиболее широко применяемым в нашей стране реактором ВВЭР (вода –водяной энергетический реактор), схема которой показана на рис. 7.37. Численные значения параметров, которые будут приведены в этом примере, являются некоторыми усредненными для установок такого типа.

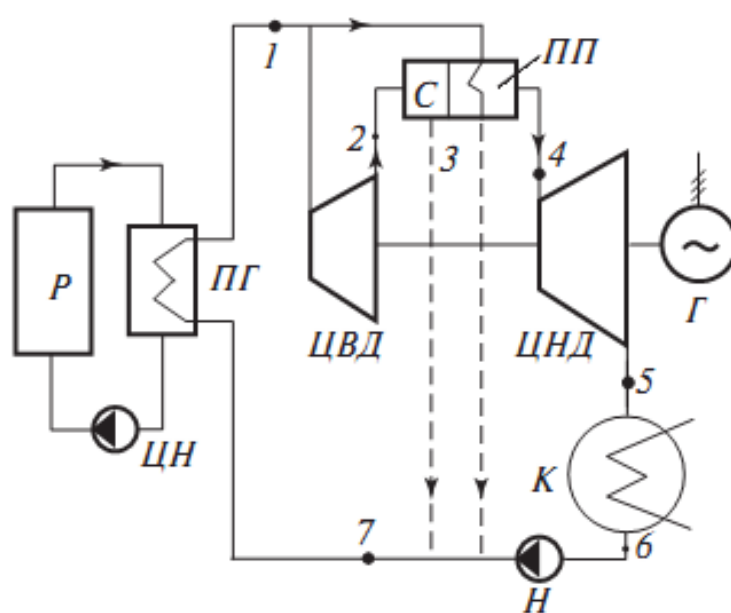


Рис. 7.37

Данная АЭС является двухконтурной. В первом контуре вода, служащая одновременно и замедлителем и теплоносителем, под давлением $p_v = 16,5$ МПа прокачивается циркуляционным насосом ЦН через реактор Р. В реакторе вода нагревается до температуры $t_{в1} = 322^\circ\text{C}$, более низкой, чем температура насыщения при этом давлении, равная 350°C . Нагретая вода поступает в парогенератор ПГ, где, отдавая теплоту воде и пару второго контура, охлаждается до температуры $t_{в2} = 289^\circ\text{C}$, после чего направляется снова в реактор.

Насыщенный пар второго контура, приготовленный в парогенераторе, имеет давление $p_1 = 6,2$ МПа и температуру $t_1 = 278^\circ\text{C}$ (точка 1 в Т,s диаграмме на рис.7.38). Основная часть его поступает в цилиндр высокого давления (ЦВД) турбины, где адиабатно расширяется до промежуточного давления $p_2 = 0,5$ МПа (тч. 2 на рис.7.38). В этом состоянии влажный пар направляется в сепаратор С, где отделяется жидкая фаза, которая передается затем в

подогреватель питательной воды (на схеме не показан). Сухой насыщенный пар состояния 3 из сепаратора передается в паропаровой перегреватель ПП.

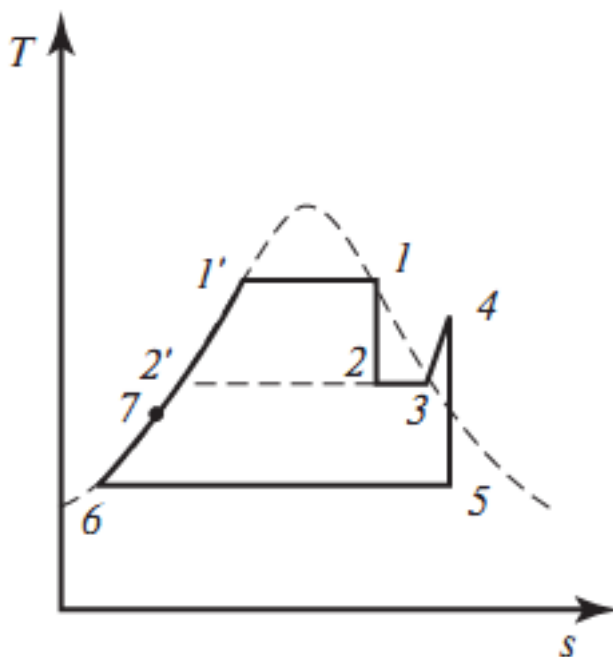


Рис. 7.38

Здесь он при постоянном давлении p_2 перегревается до температуры $t_4 = 250^\circ\text{C}$ паром состояния 1, не прошедшим через турбину. Отдавая теплоту, этот греющий пар конденсируется и получившийся конденсат дренируется в подогреватель питательной воды. Перегретый же пар адиабатно расширяется в цилиндре низкого давления (ЦНД) турбины до давления в конденсаторе К, равного, как обычно, $p_5 = 3 \div 4$ кПа. Расход этого пара D_3 , кг/с составляет

$$D_3 = x_2 D_2$$

где D_2 –расход пара через ЦВД, кг/с; x_2 –степень сухости этого пара в конце расширения в ЦВД (тч. 2 на рис. 7.38) и расход греющего пара в пароперегреватель $D_{пп}$, необходимый для перегрева пара после сепаратора, может быть определен из теплового баланса паропарового перегревателя

$$D_{пп} = x_2 D_2 (h_4 - h_3) / (h_1 - h_{1'})$$

Полный расход пара, поступающего из парогенератора, D_1 , в этом случае будет равен

$$D_1 = D_2 + D_{пп} = D_2 [1 + x_2 (h_4 - h_3) / (h_1 - h_{1'})]$$

Теоретическую мощность турбины N_T , (принимая, что отбор пара на регенерацию отсутствует) можно рассчитать как

$$N_T = D_2 [(h_1 - h_2) + x_2 (h_4 - h_5)],$$

а термический КПД цикла представить в виде

$$\eta_T = D_2 [(h_1 - h_2) + x_2 (h_4 - h_5)] / D_1 (h_1 - h_7)$$

где h_7 –энтальпия воды на входе в парогенератор находится из теплового баланса слияния потоков конденсата из конденсатора, дренажа из паропарового перегревателя и сепарата из сепаратора в единый поток

$$D_1 h_7 = x_2 D_2 h_6 + D_{\text{пл}} h_1 + D_2 (1 - x_5) h_2$$

Как видно из этого примера, параметры водяного пара, типичные для паротурбинных установок АЭС, намного ниже, чем у установок обычных ТЭС. Поэтому и КПД АЭС меньше, чем обычных ТЭС, и составляет 28÷30% против 38÷40%, характерных для крупных ТЭС. В то же время расход топлива –делящегося изотопа ^{235}U –здесь на несколько порядков ниже, так как теплота сгорания его Q_p^H равна $67 \cdot 10^9$ кДж/кг против $(24 \div 30) \cdot 10^3$ кДж/кг для угля и $(40 \div 45) \cdot 10^3$ кДж/кг для газа и жидкого топлива. Удельный расход топлива на АЭС, равный

$$b = 3600 / \eta_{\text{АЭС}} Q_p^H \quad (7.30)$$

например, при КПД станции $\eta_{\text{АЭС}} = 0,3$ составляет $b = 0,18 \cdot 10^{-3}$ г/кВт·ч против $(305 \div 340)$ г.усл.топл/кВт·ч для обычной ТЭС. Этим и объясняется малый вклад топливной составляющей в себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на АЭС.