

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГОБЛОКОВ НА СУПЕРКРИТИЧЕСКИЕ НАЧАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПАРА

Энергетической стратегией РФ до 2020 года предусматривается преимущественный ввод ТЭС на твердом топливе в регионах Сибири и Дальнего Востока, что диктует

необходимость проектирования и сооружения новых мощных и высокоэффективных энергоблоков. Применение трехмерного моделирования проточной части турбины, реактивного облопачивания, саблевидных лопаток ступеней, оптимизация влагоудаления позволяют повысить КПД турбины на 4-5 % [1,2]. Дальнейшее увеличение экономичности ТЭС связано с переходом от сверхкритических параметров пара 24 МПа/ 540°С, к суперкритическим параметрам на уровне 30 МПа/ 600°С. Как показали предварительные проработки, помимо повышения параметров пара, необходимы и структурные изменения тепловой схемы энергоблоков. Авторами, с применением современных средств САПР (United Cycle), проведен расчет ряда вариантов тепловых схем конденсационного энергоблока электрической мощностью 540 МВт; принципиальная схема одного из них приведена на рисунке. В результате расчетов получено, что тепловая экономичность ПТУ возросла на 5 % (в сравнении с аналогичным по структуре энергоблоком на сверхкритические параметры). Таким образом, полученное значение КПД (брутто) составило $\eta_{\text{ПТУ}}^{\text{бр}} = 49,6 \%$, что подтверждает заявленный уровень КПД современных ПТУ с суперкритическими параметрами пара равный 48-52 % и соответствующий современному мировому уровню развития теплоэнергетики.

Применение второго промежуточного перегрева пара повышает эффективность энергоблока еще на 1-1,5 %.

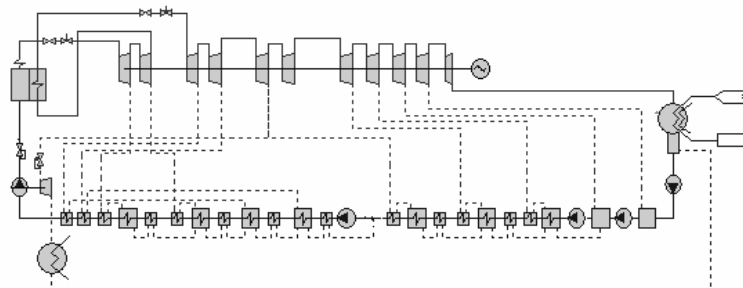


Рис. 1. Модернизированная схема включения

Модернизация схемы путем исключения деаэратора (бездеаэраторная тепловая схема) в сочетании с использованием второго выносного охладителя пара, включенного по схеме Виолен (см. рис. 1), позволяет повысить КПД ПТУ на 0,12 абс. %.

Анализ экономической эффективности разработок, важнейшим критерием которой принят дисконтированный срок окупаемости, проводился с использованием программного комплекса “Альт-Инвест”. В качестве исходных данных принималось:

- основное топливо – Кузнецкий уголь марки ДГР, теплота сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 25,33$ МДж/кг;
- стоимость топлива -900 руб/ т.н.т (36 у.е/ т.у.т);
- горизонт расчетов – 30 лет;
- ставка рефинансирования ЦБ -10 %;
- источник инвестиций – собственные средства инвестора, которые вносятся единовременно и в полном объеме;

- стоимость электроэнергии, отпускаемой с шин станции - 100 коп./кВт·ч (0,04 у.е./кВт·ч);

- изменение уровня инфляции, темпов роста стоимости топлива и электроэнергии приняты в соответствии с “Энергетической стратегией России до 2020 года”;

- налоговое окружение принято в соответствии с действующим законодательством РФ.

Расчеты показали, что дисконтированный срок окупаемости проекта в случае сооружения новой электростанции при удельных капитальных вложениях 37500 руб/ кВт (1500 у.е./ кВт) превышает значения, приемлемые для частного инвестора. Строительство энергоблока на площадке существующей электростанции путем ее расширения позволяет существенно снизить капитальные затраты. В этом случае дисконтированный срок окупаемости при капитальных затратах 25000 руб/ кВт (1000 у.е./ кВт) составляет 12 лет, что является приемлемым в современных условиях. Для нового строительства при том же значении дисконтированного срока окупаемости стоимость электроэнергии должна составить 127 коп/кВт·ч.

Выход на сроки окупаемости порядка 7-8 лет будет экономически оправдан при первоначальной цене топлива 700-800 руб/ т.у.т (28-32 у.е/ т.у.т), что целесообразно, в частности, для компании, имеющей собственную добычу высококачественного угля и собственный подвижной состав для доставки топлива, поскольку транспортная составляющая играет значительную роль в конечной стоимости топлива.

Сооружение угольного конденсационного энергоблока на суперкритические параметры пара целесообразно также при реконструкции существующих ГРЭС.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Тумановский А.Г., Иванов Н.В., Толчинский Е.Н., Глебов В.П. Электрические станции. 2002. № 3. С. 36—39.
2. Мейер Х.И., Тумановский А.Г., Котлер В.Р. Электрические станции. 2005. № 3. С. 67—71.