УДК 621

РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ СОЛНЦА НА ТЕПЛОВЫХ СТАНЦИЯХ ДЛЯ ПОДОГРЕВА СЕТЕВОЙ ВОДЫ

Бабаходжаев Р.П., Хужанов Р.А., Шарипов А.М., Тургунов Ф., Эшкувватов Л.М.

Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, Узбекистан

Работа выполнена по проекту фонда VolkswagenStiffung между Техническим университетом Дрездена, Ташкентским государственным техническим университетом и Институтом энергетики и автоматики АН РУз.

АННОТАЦИЯ

Повышение эффективности работы действующих ТЭС является актуальной задачей. Одним из путей решения этой задачи считается использования солнечной энергии (солнечных приставок). Это связано как с возрастающим дефицитом углеводородного топлива, так и необходимостью снижения вредных выбросов в окружающую среду.

ВВЕДЕНИЕ

По данной тематике занимались и занимаются многие известные ученые и исследователи [1;2;3;4;5]. Ими достигнуты определенные успехи. Например, на Дрезденском техническом университете под руководством проф. У.Гампе ведутся активная работа по разработке эффективных схем использования солнечной энергии на ТЭС [1]. Характерными особенностями указанных схем являются то, что солнечные приставки предлагаются подключать непосредственно в тепловую схему ТЭС. Указывается, что при таком расположении солнечных приставок достигается наибольшая эффективность.

ОПИСАНИЕ СХЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ

Можно будет предложить следующую схему использования солнечной энергии на ТЭС при выработке электрической энергии (рис.1), где солнечная энергия используется в частях подогревателей низкого и высокого давлений. Предварительно проведенный технико- экономический анализ данной схемы показывает, что солнечная доля электрической мощности (брутто) составляет в пределах 7…10 МВт. Коэффициент полезного действие энергоблока при этом снижается на 0,2%. Эти данные получены для условий Узбекистана, когда солнечные часы и радиация составляют соответственно 2000 час/год и 2900 (кВт ч)/(м^2 год).

Однако, для ускорения внедрения в будущем таких новых технологий на действующих ТЭС Узбекистана необходима разработка оригинальных для местных условий тепловых схем. Вновь разрабатываемые тепловые схемы использования солнечной энергии должны быть: во первых, относительно простыми; во вторых, они не должны приводить к крупным капитальным затратам с остановом работы станций; в третьих, должно быть выполнено условие поэтапного усовершенствования технологии без значительного влияния на производство тепловой и электрической энергии.

Таким образом, в данной работе сделана попытка разработки рациональной схемы использования солнечной энергии на ТЭС республики для подогрева сетевой воды системы теплоснабжения.

Для достижения поставленной цели были изучены тепловые схемы ТЭС. В ходе исследования было обнаружено, что принципиальные тепловые схемы крупных ТЭС республики практически не отличаются друг от друга. По-

этому, тепловые схемы ТЭС можно будет рассматривать как идентичными.

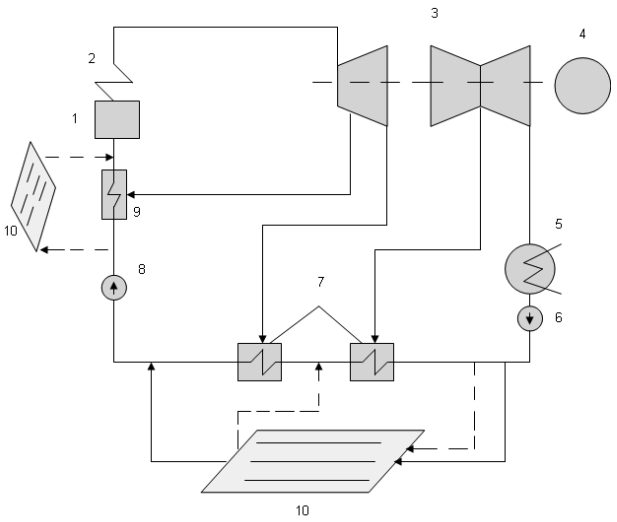

Рис.1 Схема использования солнечной энергии на ТЭС при выработке электрической энергии. 1 – котлоагрегат; 2 – пароперегреватель; 3 – паровая турбина; 4 – электрогенератор; 5 – конденсатор; 6 – конденсатный насос; 7 – подогреватели низкого давления; 8 – питательный насос; 9 – подогреватели высокого давления; 10 – солнечные коллектора.

Таким образом, на ТЭС, согласно существующей тепловой схеме, пар из низких отборов турбины направляется для нужд теплофикации на следующие элементы системы теплоснабжения (рис.2):

- вакуумный деаэратор типа ДСВ-400 для осуществления процесса дегазации питательной воды (расход и температура деаэрированной воды $G_в$ = 400 т/ч, t = 40…80 °С);
- пароструйный эжектор вакуумного деаэратора на создание вакуума в деаэраторе системы теплоснабжения (давление и расход рабочего пара P = 5 кгс/см^2, D = 100 кг/час);
- основной подогреватель (бойлер) типа ПСВ-125 для подогрева сетевой воды (максимальные параметры пара P = 5,4 кгс/см^2, t = 285 °С, расход воды G = 250 т/ч);
- пиковый подогреватель (бойлер) типа ПСВ-63 для подогрева сетевой воды в пиковом режиме (максимальные параметры пара P = 5,4 кгс/см^2, t = 285 °С, расход воды G = 250 т/ч).

Некоторые другие данные представлены в виде таблицы:

№	Наименование показателей	Расход, т/ч	Температура, °С
1	На подающей линии тепловой сети	220	90
2	На обратной линии тепловой сети	140	76
3	Подпитка тепловой сети	60	74
4	Умягченная вода	80	35

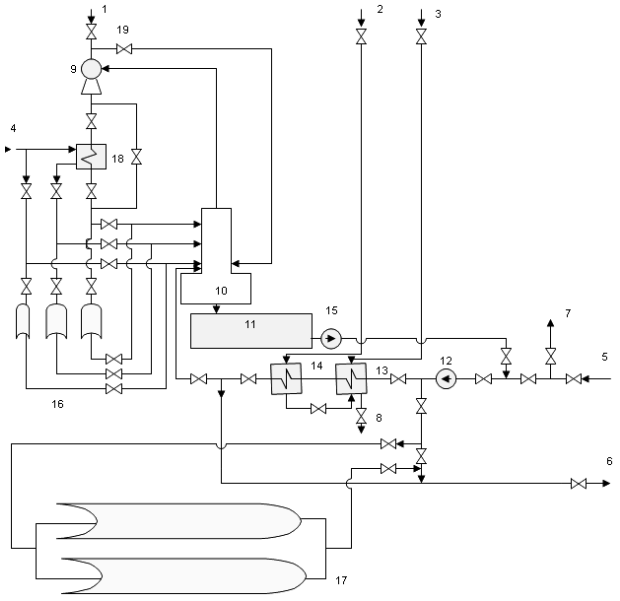

Рис.2 Принципиальная схема использования солнечной энергии для подогрева сетевой воды системы теплоснабжения.

На рис.1 приняты следующие обозначения: 1 - пар из турбины в паро - эжекторный насос и в деаэратор; 2 - пар из турбины для пикового бойлера; 3 - пар из турбины для основного бойлера; 4 - умягченная вода для тепловой сети; 5 - вода из тепловой сети; 6 - нагретая вода в тепловую сеть; 7 - поток воды на хозяйственные нужды станции; 8 - конденсат в основной деаэратор; 9 - паро- эжекторный насос; 10 - вакуумный деаэратор системы теплоснаб-жения; 11 - аккумуляторный бак; 12 - сетевой насос; 13 - основной бойлер; 14 - пиковый бойлер; 15 - водяной насос; 16 - первая группа солнечных

приставок; 17 - вторая группа солнечных приставок; 18 - подогреватель умягченной воды; 19 - вентили.

Было принято решение устанавливать солнечные элементы в двух местах (рис.1).

Перед деаэратором для подогрева поступающих в него потоков подпиточной воды. Здесь умягченная вода поступает в деаэратор через три нитки с различными параметрами (расход и температура): 1) прямым образом - как основной поток умягченной воды 4; 2) как подогретая в подогревателе умягченной воды 18, где используется теплота насыщенного пара, идущего от паро- эжекторного насоса 9; 3)в виде теплого конденсата из подогревателя 18. На пути движения потоков воды в указанных нитках предлагаются устанавливать солнечные приставки с регулирующими вентилями типа 19.

Повышение температуры потоков воды, направляемых в вакуумный деаэратор системы теплоснабжения, позволит значительно сократить расходы пара в указанный деаэратор 10.

Вентили типа 19, устанавливаемые на входе и на выходе солнечных приставок 16, открываются только при условии достижения достаточной теплоты для подогрева потоков воды.

Параллельно с бойлерами для перехвата тепловой мощности солнечными элементами в дневное время. В зависимости от параметров сетевой воды на обратной линии 5 и на подающей линии 6 , а также от мощности солнечной инсоляции поток сетевой воды 5 частично или полностью может пропускаться через солнечные приставки 17. Это позволить определенные части потоков пара 2 и 3 направить для генерации электрической энергии. Однако, скрытую теплоту парообразования этого же пара при конденсации в конденсаторе паровой турбины мы можем потерять.

Определение эффективности предлагаемой на рис.2 схемы требует выполнения расчетов на ЭВМ с использованием современных расчетных программ.

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ РАЗРАБОТАННОЙ СХЕМЫ

Полное использование существующих основных и вспомогательных элементов станций. Выработка экологически чистую тепловую энергию. Без сокращения опытного персонала электростанции. Минимальная капитальная затрата на строительство и монтаж солнечной части.

Совмещенный режим работы при недостаточной солнечной радиации, т.е. частичный подогрев потока теплоносителя.

Удобства проведения ремонтных работ и замена элементов в солнечной части станции.

Работа солнечной системы практически не мешает на работу электростанции.

Ограничение выбора места для солнечных полей.

Необходимо достаточный остаточный срок службы ЭС

Таким образом, разработанная схема является основой на продолжение научного исследования по определению эффективности использования солнечной энергии на ТЭС для подогрева сетевой воды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Heide S., Gampe U., Beukenberg M., Geriske B., Freimark M., Langnikel U., Pitz-Paal R., Buck R., Giuliano S., “Design And Operational Aspects of Gaz and Steam Turbines for the Novel Solar Hybrid Combined Cycle SHCC”. In Proceedings of the ASME Turbo Expo 2010: Power for Land, Sea and Air (2010).
2. Vogel, G., Kalb, H., Large-Scale Solar Termal Power, Wiley-VCH Vergal GmbH & Co. Kga, 2010.
3. Ugolini, D., Zachary, J., Park, J., Options for Hybrid Solar and Conventional Fosill Plants, Bechtel Technology Journal, Vol. 2, No. 1, 2009.
4. Brakmann, G., “Integrated Solar Combined Cykle Power Plants in Egypt and Morocco”, 2007, CLEAN ENERGY POWER, Berlin.
5. Matjanov E.K., Mukhiddinov D.N., Ismatkhodjaev S.K., 2006, “Investigation of variants of retrofit Takhiatash power plant with including gaz turbines of Siemens”, Industrial power engineering steam boilers of power plants”, Russia, Moscow, 2006, No 10. p.47-53.