

случаях когда технологических регламент не допускает длительных отклонений выходной переменной.

Одним из основных преимуществ экспериментальных методов с периодическими входными воздействиями является их хорошая помехозащищенность, позволяющая в процессе обработки эксперимента выделить и исключить ту часть опытных данных, которая искажена возникшими в процессе эксперимента помехами. Вместе с тем, в случае использования синусоидальных входных воздействий возникает необходимость в генераторе периодических сигналов, что усложняет проведение эксперимента.

Выводы

1. Общими недостатками переходных и импульсных характеристик объекта является их плохая помехозащищенность, большие отклонения регулируемой величины в ходе эксперимента, малая достоверность начального участка динамической характеристики объекта из-за нечувствительности измерительной аппаратуры и соизмеримости отклонений регулируемой величины, вызванных шумами и целенаправленным входным воздействием.

2. К преимуществам переходных и импульсных характеристик относятся простота эксперимента и расчета.

3. Перспективными методами определения динамических характеристик объекта являются эксперименты с разомкнутой или замкнутой САР на частоте собственных колебаний [1], а также на частоте вынужденных колебаний [2].

Литература

1. Дубровный, В.А. и др. Справочник по наладке автоматических устройств контроля и регулирования. В 2-х частях. Часть 2. – Киев: Изд-во «Наукова думка», 1976. – 940 с.

2. Барласов, Б.З., Ильин, В.И. Наладка приборов и средств автоматизации. – М.: Высш. школа, 1975. – 350 с.

3. Кузьмицкий, И.Ф., Кулаков, Г.Т. Теория автоматического управления: Учебн. пособие. – Минск: БГТУ, 2006. – 486 с.

УДК 621.311.22

ОЦЕНКА ЭФФЕКТА ВНЕДРЕНИЯ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК НА ТЭС

Руммо В.Н., Транчак Н.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЧАН С.А.

Важнейшей проблемой современного этапа энергетики Беларуси является повышение эффективности работы тепловых электростанций и экономия топливно-энергетических ресурсов. Одним из путей решения данной проблемы является применение на потребляющих газовое топливо ТЭС детандер-генераторных установок (ДГУ) [1].

При обычной работе газораспределительного пункта (ГРП) электростанции происходит дросселирование газа с потерей потенциальной энергии его повышенного давления. Детандер-генераторный агрегат представляет собой устройство, в котором энергия потока транспортируемого природного газа преобразуется сначала в механическую энергию в специальной газорасширительной турбине – детандере, а затем в электрическую энергию – в генераторе.

Значительный опыт успешной эксплуатации детандер-генераторных установок накоплен в странах Западной Европы, США, Канаде и Японии. Там работают более двухсот установок единичной мощностью от сотен до тысяч киловатт [2].

Первая в Беларуси ДГУ введена в эксплуатацию в 1999 г. на Лукомльской ГРЭС. Сейчас такие установки работают также на Минской ТЭЦ-4, планируется внедрение ДГУ на Гомельской ТЭЦ-2.

Принципиальная технологическая схема подключения этих установок к ГРП показана на рисунке 1.

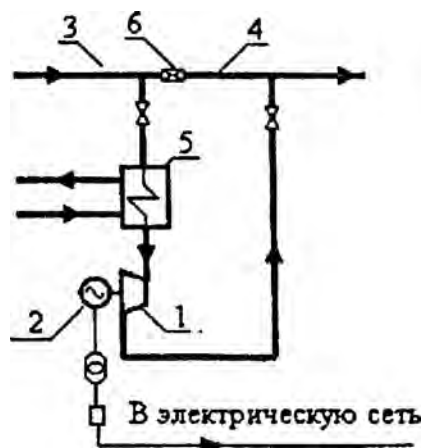


Рисунок 1. Принципиальная схема подключения ДГУ:
1 – детандер; 2 – генератор; 3 и 4 – трубопроводы высокого и низкого давления соответственно; 5 – теплообменник; 6 – газоредуцирующий пункт

Как видно, детандер-генераторные установки включаются параллельно узлу редуцирования ГРП и в них расширяется часть общего потока газа.

Основными составными частями ДГУ являются непосредственно детандер, электрический генератор, теплообменники подогрева газа, регулирующая и запорная арматура, система КИП и автоматики.

Давление газа на входе в детандер определяется давлением трубопроводов высокого давления на ГРП (с учетом гидравлических потерь в теплообменниках подогрева газа), а на выходе из детандера – требуемым давлением перед топливоиспользующими агрегатами (котельными установками).

Температура газа на входе в детандер колеблется от -10 до $+20$ °С. При расширении газа его температура значительно понижается. Это может привести к конструктивному разрушению, как самого детандера, так и оборудования ГРП, поэтому газ необходимо подогревать до такой температуры, чтобы на выходе из ДГУ она не опускалась ниже -10 °С в соответствии с нормативными требованиями.

Поскольку на электростанции расстояние от ГРП до потребляющего топливо оборудования (котлоагрегатов) невелико, и возможно использование физической теплоты подогретого газа, то экономически целесообразно подогревать газ до более высокой температуры. Дополнительно при этом увеличиваются работа расширения газа в детандере и его мощность.

На ТЭС подогрева газа можно использовать пар из отборов турбоустановок. Таким образом, ДГУ включаются в тепловую схему станции и влияют на экономичность работы ее основного оборудования, поскольку при этом в цикле паротурбинной установки снижаются потери теплоты в конденсаторе.

Эффект от получаемой дополнительной теплофикационной мощности можно отнести либо на работу паротурбинной установки, либо на работу ДГУ.

При первом способе расчетов на отпуск электроэнергии от детандер-генераторной установки относится теплота $Q_{ДГУ}$, физически отпущенная из отборов паровых турбин. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ДГУ составит

$$b_{\text{ДГУ1}} = \frac{3600}{N_{\text{ДГУ}}^{\text{нет}}} \frac{Q_{\text{ДГУ}}}{Q_{\text{ну}}^{\text{р}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тп}}},$$

где 3 600 – коэффициент перевода единицы мощности в единицу выработки электроэнергии;

$N_{\text{ДГУ}}^{\text{нет}}$ – мощность ДГУ нетто;

$Q_{\text{ну}}^{\text{р}}$ – низшая теплотворная способность условного топлива;

$\eta_{\text{к}}$ – КПД котлоагрегата;

$\eta_{\text{тп}}$ – КПД транспорта теплоты.

Хотя при отборе пара на ДГУ мощность паровой турбины несколько снижается [2] при этом в соответствии с действующей методикой расчетов показателей ТЭС также уменьшается и расход теплоты с острым паром, относимый на выработку электроэнергии. Поэтому удельный расход топлива на отпуск электроэнергии паротурбинным блоком уменьшается против случая его работы с отключенным ДГУ и рассчитывается как

$$b_{\text{бл1}} = \frac{3600}{(N_{\text{э}}^{\text{бр}} - \Delta N_{\text{э}})(1 - \varepsilon_{\text{сн}})} \frac{Q_0 - Q_{\text{ДГУ}}}{Q_{\text{ну}}^{\text{р}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тп}}},$$

где $N_{\text{э}}^{\text{бр}}$ – электрическая мощность паровой турбины брутто при отсутствии в тепловой схеме ДГУ;

$\Delta N_{\text{э}}$ – снижение мощности паровой турбины вследствие отбора пара на ДГУ;

$\varepsilon_{\text{сн}}$ – относительный расход электроэнергии на собственные нужды блока;

Q_0 – расход теплоты в свежем паре на турбину.

При **втором способе** расчетов на отпуск электроэнергии от ДГУ относится теплота, отпущенная из отборов паровых турбин с учетом ее энергоценности [3].

При этом удельный расход топлива на отпуск электроэнергии паротурбинным энергоблоком останется неизменным, а на отпуск электроэнергии детандергенераторной установкой – существенно снижается.

Удельные расходы условного топлива на выработку электроэнергии блоком и ДГУ соответственно равны:

$$b_{\text{бл2}} = \frac{3600}{(N_{\text{э}}^{\text{бр}} - \Delta N_{\text{э}})(1 - \varepsilon_{\text{сн}})} \frac{Q_0 - \Delta Q_0}{Q_{\text{ну}}^{\text{р}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тп}}};$$

$$b_{\text{ДГУ2}} = \frac{3600}{N_{\text{ДГУ}}^{\text{нет}}} \frac{\Delta Q_0}{Q_{\text{ну}}^{\text{р}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тп}}},$$

где ΔQ_0 – изменение расхода теплоты в свежем паре, соответствующее изменению мощности $\Delta N_{\text{э}}$.

С учетом того, что коэффициент ценности теплоты отбора [3] равен

$$\xi = \frac{\Delta Q_0}{Q_{\text{ДГУ}}},$$

получаем

$$b_{\text{ДГУ2}} = \xi b_{\text{ДГУ1}}.$$

Если принять, что энтальпия газа после расширения в детандере равна энтальпии на входе в ДГУ (перед теплообменниками подогрева газа), то ориентировочно получим

$$b_{\text{ДГУ1}} = 140 - 160 \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч};$$

$$b_{\text{ДГУ}2} = 60 - 75 \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Как видно, при **первом способе** расчетов удельный расход топлива на ДГУ находится на таком уровне, как если бы для подогрева газа использовалась теплота не отработавшего в турбине пара, а непосредственно сжигаемого в котлоагрегате топлива.

При **втором способе** расчетов удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ДГУ снижается примерно в два раза против величины, полученной при первом способе, и становится ниже топливного эквивалента киловатт-часа, равного 123 г у.т./кВт}\cdot\text{ч.}

При этом значение среднего по блоку и детандергенераторной установке удельного расхода топлива, а также суммарный эффект от эксплуатации ДГУ на ТЭС не зависят от принятого способа расчетов.

Аналогичные результаты можно получить при использовании нормативной энергетической характеристики паротурбинного оборудования [4].

Отнесение эффекта от дополнительной теплофикационной выработки на работу энергоблока упрощает расчеты и делает их более наглядными. Однако учет этого эффекта при оценке эффективности работы детандергенераторных установок позволяет более точно рассчитывать реальный срок их окупаемости и выявлять преимущества использования ДГУ на ТЭС, где имеются источники низкопотенциальной теплоты сетевой воды или отработавшего пара.

Литература

1. Степанец, А.А. Энергосберегающие турбодетандерные установки / Под ред. А.Д. Трухня. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 258 с.
2. Агабабов, В.С., Корягин, А.В. Детандер-генераторные агрегаты на тепловых электрических станциях: Учебн. пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 48 с.
3. Рубинштейн, Я.М., Щепетильников, М.И. Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС. – М.: Энергоиздат, 1982. – 272 с.
4. Яковлев, Б.В., Качан, С.А., Базыленко, А.А. Показатели детандергенераторных установок, используемых на ТЭС // Энергия и менеджмент. – 2007. – № 1. – С. 24–26.

УДК 621.438

СРАВНЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Богданович М.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЧАН С.А.

Основу белорусской энергосистемы составляют тепловые электростанции, на которых работают паротурбинные установки различного типа, мощности и экономичности. Более половины установленных мощностей составляют теплофикационные агрегаты.

В последнее десятилетие в большой энергетике Беларуси начали применять парогазовые технологии. Первой была ПГУ утилизационного типа на Оршанской ТЭЦ, затем реконструкция Березовской ГРЭС с реализацией схемы «сбросной» ПГУ. В настоящее время производится реконструкция Минской ТЭЦ-3 с установкой утилизационной ПГУ, продолжается реконструкция Березовской ГРЭС, планируется реконструкция некоторых других ТЭС с применением газотурбинных установок.

Хотя опыт освоения парогазовых технологий в Беларуси не вполне удачен, в условиях преимущественного использования газового топлива именно такие установки