

## ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

УДК 621.3

*Н. А. Автушенко, Г. С. Ленеvский*

### АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИМИ МОЩНОСТЯМИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

UDC 621.3

*N. A. Avtushenko, G. S. Lenevsky*

### AUTOMATIC SYSTEMS FOR CONTROLLING GENERATING CAPACITY OF THE POWER SUPPLY SYSTEM

#### **Аннотация**

Рассмотрены варианты построения автоматических систем управления генерирующими мощностями, структурные и функциональные особенности, аппаратная организация, особенности объекта управления. На примере реконструкции районной котельной № 3 в г. Могилеве с установкой электрогенерирующего оборудования описан вариант внедрения автоматизированных систем генерации электрической энергии.

#### **Ключевые слова:**

автоматическая система управления технологическим процессом, газотурбинная установка, котел-утилизатор, автоматическое управление, дистанционное управление.

#### **Abstract**

The paper considers the options for creating automatic control systems for power generating capacity, their structural and functional features, organization of hardware, and specific features of the control object. The reconstruction of District Boiler Plant № 3 in Mogilev with the installation of power generating equipment is described as a variant of the implementation of automated systems of electric power generation.

#### **Key words:**

automatic control system for the technological process, gas turbine unit, waste-heat boiler, automatic control, remote control.

#### **Введение**

В настоящее время идет повсеместное внедрение автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) на объектах энергосистемы Республики Беларусь. Сегодня в энергосистеме г. Могилева эксплуатируется более 50 АСУ ТП. Особое внимание уделяется АСУ ТП генерирующих мощностей. Ярким примером является реконструкция районной котельной № 3 в

г. Могилеве с установкой электрогенерирующего оборудования, осуществленная в I квартале 2014 г. На сегодняшний день на Могилевской ТЭЦ-1 стартовал проект-близнец, планируемый к вводу в 2016 г.

Цель реконструкции – внедрение парогазовой установки (ПГУ) мощностью 15,5 МВт для выработки электрической и тепловой энергии. В состав ПГУ входят две газовые турбины блоч-

но-контейнерного исполнения электрической мощностью 6 МВт каждая с двумя котлами-утилизаторами горизонтального исполнения производительностью 12,5 т/ч пара и одна паровая турбина электрической мощностью 3,5 МВт.

### **Технические характеристики объекта управления**

*Газотурбинная установка (ГТУ).*  
Техническая характеристика ГТУ: мощность электрическая номинальная – 7,9 МВт; мощность электрическая максимальная – 7200 кВт; мощность электрическая минимальная – 2000 кВт; номинальное напряжение – 10 кВ, 50 Гц.

Котел-утилизатор (КУ) – паровой, водотрубный с характеристиками: производительность – 12,5 т/ч; давление пара – 1,3 МПа; температура пара – 225 °С (при температуре наружного воздуха 15 °С).

Топливо для котельной: природный газ, резервное топливо – топочный мазут.

Пар от котлов-утилизаторов и из общестанционного коллектора пара (давление составляло 1,4 МПа) направлялся по паропроводу Ду250 на паровую турбину. На паропроводе устанавливались отключающая арматура и измерительная диафрагма. Отрабатывший в турбине пар по паропроводу Ду800 подавался на устанавливаемые пластинчатые подогреватели для подогрева сетевой воды. Конденсат после подогревателей конденсатными насосами отводился в существующие деаэраторы питательной воды котлов типа ДА-100/25. Для обеспечения необходимой температуры пара, поступающего на паровую турбину, два существующих котла типа ГМ-50 оборудовались пароперегревателями. Отпуск тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в настоящее время осуществляется по графику 95/70 °С (расчетный график 150/70 °С).

*Паровой и водогрейный контуры.*  
В водогрейной части котельной уста-

новлены три водогрейных котла типа КВГМ-50 производительностью 50 Гкал/ч каждый; в паровой части – два паровых котла типа ГМ-50 производительностью 50 т/ч каждый.

Теплоносителем для систем горячего водоснабжения, вентиляции и систем отопления является сетевая вода. Система теплоснабжения потребителей сохраняется – существующая, закрытая.

Давление прямой сетевой воды – 0,9 МПа, обратной – 0,3 МПа. Вспомогательное оборудование котельной включает: деаэрационно-питательную установку паровых котлов, деаэрационно-подпиточную установку тепловых сетей, станцию химической водной очистки (ХВО), два пароводяных сетевых подогревателя систем централизованного теплоснабжения, пять сетевых насосов с расходом 1250 м<sup>3</sup>/ч каждый, четыре насоса рециркуляции сетевой воды, четыре питательных насоса с подачей 60 м<sup>3</sup>/ч, два из которых оснащены частотно-регулируемым электроприводом, другое вспомогательное оборудование для полноценной работы котельной. Котельная полностью обеспечена запорно-регулирующей арматурой и контрольно-измерительной аппаратурой.

Тепловые нагрузки котельной составляют: максимальная тепловая нагрузка  $Q_{\max} = 57,9$  Гкал/ч, минимальная тепловая нагрузка  $Q_{\min} = 8,0$  Гкал/ч.

*Схема охлаждения оборудования.*  
Для охлаждения масла ГТУ проектом предусматриваются сухие градирни маслоохладители (по 2 шт. (рабочая/резервная) на каждую ГТУ). Маслоохладители трубопроводами подключаются к системе маслообеспечения ГТУ и предназначены для охлаждения масла до температуры 60 °С, для циркуляции используется штатный маслонасос ГТУ.

Для охлаждения масло- и воздухоохладителей парового турбоагрегата предусматривается оборотная система с установкой двух вентиляторных градирен, бака охлаждающей воды, насосов охлаждающей воды типа АЦМС-45-5-2. В сис-

теме охлаждения циркулирует вода с расчетной температурой плюс 25 °С и давлением на маслоохладителе 0,9 МПа, что предотвращает попадание масла в систему водоснабжения. Согласно схеме подключение теплообменников турбоагрегата последовательное, что требует расхода 36 м<sup>3</sup>/ч охлаждающей воды. Для восполнения возможных потерь предусмотрена подпитка оборотной системы водой.

*Организация выдачи мощности в сеть.* Выдача мощности в энергосистему предусматривается на напряжении 10 кВ на проектируемое трехсекционное распределительное устройство 10 кВ (по одному генератору на каждую секцию). ЗРУ-10кВ выполняется с одиночной секционированной системой шин.

ЗРУ-10кВ реализовано с применением комплектных распределительных устройств типа камер КРУ с двухсторонним обслуживанием, с вакуумными выключателями и микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики.

Выдача вырабатываемой электроэнергии в энергосистему осуществляется на напряжении 10 кВ на подстанцию по двум кабельным линиям.

Все электроприемники, механизмы собственных нужд газовой и паровой турбин запитываются от двухсекционного РУСН-0,4кВ, выполненного по схеме неявного резерва. РУСН-0,4кВ секционировано выключателями, которые в нормальном режиме работы находятся в отключенном положении.

*Автоматизированная система контроля и учета электрической энергии (АСКУЭ).* Учет электроэнергии организовывается на шинах РУ-10кВ и выполняется на базе счетчиков активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,55 (на два направления). Расчетные счетчики предусматриваются: для каждого генератора, на все отходящие линии собственных нужд, на линиях подстанций.

Для передачи данных АСКУЭ предполагается использование волоконно-оптического канала связи Могилевских тепловых сетей с применением одномодового оптического оборудования.

### **Автоматическая система управления технологическими процессами**

Для полноценного управления генерацией электрической энергии предусмотрена система контроля и регулирования парогазовой установки (ПГУ) как автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП), при котором парогазовая установка рассматривается как единый технологический объект управления, а система контроля и управления технологическими процессами – как комплексная система, имеющая иерархическую многоуровневую структуру, соответствующую уровням управления.

К технологическому оборудованию ПГУ, с помощью которого реализуется технологический процесс и которое подлежит охвату системами контроля и управления, относится основное и вспомогательное тепломеханическое и электротехническое оборудование.

Комплекс задач, автоматизируемых посредством средств вычислительной техники, должен обеспечить повышение надежности, экономичности оборудования и удобства работы персонала.

В соответствии с технологической структурой объекта автоматизации АСУ ТП парогазовой установки котельной должна включать в себя следующие основные технологические системы управления:

- АСУ ТП двух газотурбинных установок (ГТУ);
- АСУ ТП двух дожимных компрессорных станций (ДКС);
- АСУ ТП двух котлов-утилизаторов;
- АСУ ТП паровой турбины с генератором;
- АСУ ТП общестанционного

вспомогательного оборудования (ОВО);

- АСУ ТП электротехнического оборудования (ЭТО);
- АСУ ТП общецлочного уровня ПГУ.

Технические решения по АСУ ТП включали:

- САУ двух ГТУ, поставляемых совместно с ГТУ («Сименс» (Siemens), Швеция), содержащих в своем составе технические и программные средства для их интеграции в программно-технический комплекс (ПТК) АСУ ТП ПГУ;

- САУ двух ДКС, поставляемых совместно с ДКС, содержащих в своем составе технические и программные средства для их интеграции в ПТК АСУ ТП ПГУ;

- САУ КУ, поставляемых совместно с КУ, содержащих в своем составе технические и программные средства для их интеграции в ПТК АСУ ТП ПГУ;

- САУ паровой турбины с генератором, содержащих в своем составе технические и программные средства для их интеграции в ПТК АСУ ТП ПГУ;

- АСУ ТП ОВО, разрабатываемой в составе АСУ ТП ПГУ;

- АСУ ТП ЭТО, разрабатываемой в составе АСУ ТП ПГУ;

- АСУ ТП общецлочного уровня ПГУ.

*Основные технические решения по АСУ ТП ПГУ.* Автоматизированная система управления технологическим процессом предназначена для целенаправленного управления работой энергоблока с помощью современных микропроцессорных средств и средств вычислительной техники.

Основными целями создания АСУ ТП ПГУ являются:

- обеспечение управления энергоблоком в нормальных, переходных и предаварийных и аварийных режимах работы для выполнения главной функции – выработки электрической и теп-

ловой энергии требуемого количества и качества;

- защита ПГУ и ее агрегатов путем останова или снижения нагрузки при угрозе аварии;

- обеспечение персонала достаточной, достоверной и своевременной информацией о ходе технологического процесса и состоянии оборудования для оперативного управления.

АСУ ТП ПГУ должна обеспечить улучшение следующих показателей:

- повышение эксплуатационной готовности ПГУ и точности выполнения диспетчерского графика;

- повышение экономичности работы ПГУ, включая экономию топлива и затрат энергии на собственные нужды;

- повышение надежности и долговечности работы оборудования и сокращение затрат на его ремонты, улучшение использования резервов мощности и маневренности ПГУ;

- сокращение ошибок оперативного персонала.

Улучшение показателей должно быть достигнуто благодаря применению современных микропроцессорных средств и средств вычислительной техники, обеспечивающих:

- реализацию более оптимальных стратегий и алгоритмов управления и регулирования;

- улучшение интерфейса «человек–машина»;

- расширение информационных и управляющих функций системы;

- улучшение диагностики технологического оборудования программно-технических средств АСУ ТП ПГУ;

- повышение надежности системы при отказах элементов.

ПГУ должна строиться как человеко-машинная система, работающая в темпе технологического процесса (режиме реального времени) и содержащая технологический, обслуживающий персонал и комплекс технических средств (КТО, включающий программно-техни-

ческий комплекс (ПТК), резервные средства контроля и управления (РСКУ), датчики, средства воздействия на процессы (ИМ, РТЗО, ячейку КРУ и т. п.)).

Главным звеном АСУ ТП должен быть оператор-технолог (машинист ПГУ), выполняющий общую и детальную оценку технологической ситуации на ПГУ и принимающий в соответствии со сложившейся ситуацией предусмотренные инструкциями, правилами и нормами решения.

Основной частью АСУ ТП должен быть ПТК, обеспечивающий оператору-технологу все возможности для эффективного и безопасного управления технологическими процессами во всех режимах работы ПГУ. ПТК должен представлять собой современную систему контроля и управления, построенную на основе средств микропроцессорной техники, персональных компьютеров, локальных вычислительных сетей (ЛВС).

РСКУ должны содержать минимальный набор средств дистанционного контроля и управления, обеспечивающий контроль наиболее важных техно-

логических параметров и прямое индивидуальное управление основными механизмами и арматурой ПГУ. РСКУ должны гарантировать высокую надежность путем применения технических средств и схемных решений, проверенных практически в условиях электростанций.

Обслуживающий персонал должен обеспечивать работоспособное состояние КТС в соответствии с установленными правилами, нормами, требованиями.

### Состав подсистем АСУ ТП

АСУ ТП должна достаточно полно охватить технологический процесс энергоблока и реализовать управление его всеми технологическими подсистемами (рис. 1).

Технологические подсистемы энергоблока включают в себя группы технологического оборудования, осуществляющих определенный технологический цикл и различающихся назначением и видом технологического процесса.



Рис. 1. Общая структура АСУ ТП ПГУ: ОС – операторская станция; АС – архивная станция; ИС – инженерная станция; ПТК – программно-технический комплекс; РСКУ – резервные средства контроля и управления

АСУ ТП ПГУ включает в себя следующие технологические подсистемы управления:

- подсистемы АСУ ТП каждой ГТУ;
- подсистемы АСУ ТП каждой ДКС;
- подсистемы АСУ ТП каждого котла-утилизатора;
- подсистему АСУ ТП паровой турбины;
- подсистемы АСУ ТП генератора;
- подсистемы АСУ ТП ОВО;
- подсистемы АСУ ТП ЭТО.

Работу вышеприведенных подсистем координирует общецлочный уровень АСУ ТП. На этом уровне производится интеграция всех информационных потоков подсистемы АСУ ТП и взаимосвязь с вышестоящими уровнями управления котельной.

Управление указанными технологическими подсистемами должно быть реализовано средствами следующих функциональных подсистем:

- подсистемой технологических защит, реализующей функции защиты персонала и технологического оборудования при угрозе возникновения аварии;
- подсистемой автоматического регулирования, реализующей алгоритмы стабилизации или изменения по заданному закону технологических параметров;
- подсистемой дистанционного управления, обеспечивающей реализацию команд оператора-технолога и управляющих подсистем, а также формирующей информацию о состоянии исполнительных органов подсистемы;
- подсистемой логического управления, реализующей функционально-групповое управление горелками, технологические блокировки;
- информационно-вычислительными подсистемами, реализующими функции расчетов, регистрации, архивации, документирования, отображения информации и технологическую сигна-

лизацию;

– инженерной подсистемой, обеспечивающей функционирование ПТК.

Работа функциональных подсистем должна осуществляться путем взаимодействия следующих видов обеспечения АСУ ТП.

### **Структура АСУ ТП ПГУ**

АСУ ТП ПГУ решает весь комплекс задач автоматизации, контроля и управления ПГУ во всех режимах работы: пуск, нормальные переходные и аварийные режимы, останов.

Система АСУ ТП охватывает все оборудование ПГУ. Функции контроля и управления технологическим оборудованием, с которым поставляются свои САУ, реализуются этими системами. При этом они интегрируются в АСУ ТП ПГУ, которая реализует функции контроля и управления технологическим оборудованием, не имеющим в своем составе локальных САУ и ПГУ в целом. Система предусматривает реализацию всех необходимых управляющих и информационных функций современных АСУ ТП, а именно:

- технологических защит;
- автоматических защитных блокировок и сигнализации;
- автоматического регулирования параметров режима;
- автоматического управления, включая функционально-групповое управление оборудованием в различных режимах работы;
- информационной и «интеллектуальной» поддержки оператора ПГУ.

Для реализации всех функций АСУ ТП используется современный программно-технический комплекс (ПТК) на базе промышленных микропроцессорных контроллеров, быстрых сетей передачи данных, рабочих станций на базе ПЭВМ, а также алгоритмического и программного обеспечения.

АСУ ТП снабжает оператора ПГУ всей необходимой информацией для

взаимодействия с технологическим процессом и для поддержания диалога «оператор–машина». В представляемой информации содержатся следующие сведения:

- об изменении состава работающего технологического оборудования;
- о возникновении предупредительных и аварийных отклонений в работе;
- значения контролируемых параметров;
- показатели эффективности работы технологического оборудования;
- отказы и неисправности исполнительных механизмов, датчиков и других технических средств АСУ ТП.

Основным рабочим местом оператора является оперативный контур управления энергоблоком в помещении щита управления. Организация оперативного контура выполняется с учетом современных мировых требований к постам управления.

Как правило, АСУ ТП характеризуется целой совокупностью структур: функциональная, информационная, организационная, техническая и др.

#### **Функциональная структура АСУ ТП ПГУ**

*Технологические защиты и блокировки, логическое управление.* Управляющая система технологических защит (СТЗ), блокировок и логического управления реализована на контроллерах нижнего уровня АСУ ТП ПГУ. Технологические защиты (ТЗ) выявляют факт возникновения аварийной ситуации и формируют управляющие воздействия на исполнительные устройства (исполнительные механизмы и коммутационные аппараты масляной насосной станции (МНС)) с целью защиты персонала, предотвращения повреждения оборудования и локализации последствий аварий. Алгоритмы технологических защит и блокировок разработаны в соответствии с требованиями нормативных доку-

ментов, действующих в энергетике, с учетом технических условий на выполнение защит и блокировок заводоизготовителей основного оборудования. Система технологических защит и все единичные технологические защиты должны находиться во включенном состоянии в течение всего времени работы основного оборудования энергоблока. Отключение активного действия («перевод» на сигнал) может быть произведено неоперативными средствами (с инженерной станции) отдельно для каждой из единичных технологических защит только в соответствии с принятым регламентом. Срабатывание каждой из единичных ТЗ происходит при возникновении аварийной ситуации, которая определяется ее «введенным» состоянием (т. е. наличием технологических условий ее автоматического ввода и отсутствием условий ее вывода) и формированием условий ее срабатывания – отклонение от нормы соответствующих аналоговых параметров, характеризующих технологический режим работы оборудования, до заданных значений (установок срабатывания) или появлением заданных состояний (сочетаний состояний) дискретных параметров, характеризующих состояния основных исполнительных механизмов, механизмов собственных нужд или технологических процессов. При срабатывании (в т. ч. срабатывании первой) любой из единичных ТЗ в СТЗ формируются и выдаются на соответствующие исполнительные механизмы, механизмы собственных нужд и пр. управляющие команды, которые являются:

- односторонними (обратный ввод отключенного оборудования в работу производится вручную после выявления и устранения всех причин, вызвавших срабатывание ТЗ);
- необратимыми (исключается возможность отмены управляющих воздействий до полного их выполнения независимо от исчезновения первопричины);

– продолжительными (управляющие команды СТЗ действуют до тех пор, пока не выполнятся самые продолжительные операции).

Подсистема автоматического ввода/вывода каждой из единичных технологических защит обеспечивает возможность нормальной эксплуатации технологического оборудования во всех эксплуатационных режимах, включая пусковые, без вмешательства персонала в работу СТЗ, причем в случае «перезапуска» (рестарта) контроллеров СТЗ состояние каждой из единичных технологических защит сохраняется, т. е. соответствует режиму работы технологического оборудования. Единичные ТЗ, не имеющие автоматического ввода-вывода, а также ТЗ в состоянии ввода постоянно находятся в ждущем режиме.

Все изменения состояний каждой из единичных технологических защит (сброс, введение, выведение, запуск, срабатывание, срабатывание на сигнал) сопровождаются светозвуковой сигнализацией на экранах операторских станций. Предоставление информации о текущих состояниях каждой из единичных ТЗ на экранах операторских станций производится в виде набора специальных видеокладов двух типов:

- 1) таблиц обобщенных состояний каждой из единичных ТЗ, группированных по основным агрегатам энергоблока;
- 2) видеодиаграмм, группированных как по составу управляющих воздействий (останов, снижение нагрузки, локальные), так и по агрегатам, в графическом виде представляющих детальную информацию о режимах работы каждой из единичных ТЗ, текущих состояниях и значениях обрабатываемой информации, значениях уставок срабатывания, а также в укрупненном виде об их структуре, алгоритме и взаимосвязях.

Для параметрических технологических защит формирование условий срабатывания сопровождается аварийной сигнализацией, причем при наличии

в условиях срабатывания временных задержек аварийная сигнализация срабатывает без указанных задержек. Срабатыванию аварийной сигнализации предшествует предупредительная. При выведенном (или сброшенном) состоянии соответствующей единичной технологической защиты действие как аварийной, так и предупредительной сигнализации блокируется.

В процессе нормальной эксплуатации технологического оборудования работоспособность системы технологических защит автоматически непрерывно контролируется путем диагностики работоспособности датчиков защит, контроллеров СТЗ, целостности программного обеспечения.

Технологические блокировки предназначены для автоматического управления переключениями и запретами на переключения в технологической схеме объекта при изменениях условий или режима работы оборудования, а также автоматического управления пуском и остановом отдельных технологических узлов, для которых не требуется использование пошаговых алгоритмов.

Особую группу образуют алгоритмы аварийного включения резерва (АВР). Они обеспечивают включение резервного механизма при аварийном отключении работающего или при недопустимом отклонении параметра при работающем механизме. Выбор рабочего и резервного механизмов и отключение АВР производятся оператором-технологом средствами операторской станции. Показатели состояния АВР каждого из механизмов собственных нужд (рабочий/резервный/отключен) постоянно отображаются на соответствующих фрагментах мнемосхемы, так же как и текущие состояния самих механизмов.

Логическое управление в составе СТЗ обеспечивает в виде пошаговых технологических программ нижнюю ступень автоматизации управления оборудованием ПГУ для координированного



программно-логического управления отдельными технологически связанными группами оборудования и ПГУ в целом и является средством задания (изменения) режима его работы, преобразуя обобщенное задание оператора-технолога (машиниста) ПГУ в последовательности дискретных команд управления оборудованием.

### **Автоматическое регулирование**

Подсистема автоматического регулирования АСУ ТП ПГУ предназначена для автоматической стабилизации, а также автоматического изменения технологических параметров или их соотношений в соответствии с режимами работы оборудования.

Основные функции подсистемы:

- устойчивая работа регуляторов, а также отсутствие при этом автоколебаний в пределах всего используемого регулирующего диапазона;

- автоматическое изменение по требуемым законам значений технологических параметров ПГУ при его пуске из различных тепловых состояний и останове;

- автоматическое поддержание в требуемых пределах значений технологических параметров и их соотношений при нормальных режимах работы – автоматическое изменение по требуемым законам значений параметров при появлении технологических ограничений (например, по производительности отдельных агрегатов, аварийному изменению нагрузки в энергосистеме и т. п.).

При взаимодействии оперативного персонала с подсистемой автоматического регулирования для каждого регулятора предусмотрены:

- отображение заданного и текущего значений регулируемого параметра, сигнала рассогласования, положения регулирующего органа (в аналоговом и дискретном представлении), отображение изменения состояния регулятора с сигнализацией;

- возможность изменения заданного значения регулируемого параметра и положения регулирующего органа;

- возможность переключения режима работы с автоматического в дистанционный и обратно;

- возможность осуществления блокировок, обеспечивающих отключение автоматических воздействий на регулирующий орган как в сторону его открытия («больше»), так и закрытия («меньше»).

Воздействия регуляторов обладают низшим приоритетом по сравнению с воздействиями других управляющих подсистем. Основным способом реализации приоритетов между управляющими воздействиями различных управляющих подсистем является способ аппаратной организации приоритетов в электрических схемах управления исполнительными механизмами.

### **Дистанционное управление**

Дистанционное управление предназначено для реализации команд оператора-технолога по управлению оборудованием.

Дистанционное управление производит оператор-технолог, обеспечивая:

- выполнение неавтоматизированных предпусковых и пусковых операций;

- выбор эксплуатационного режима установки;

- дублирование управляющих воздействий на арматуру и механизмы;

- средствами дистанционного управления при отказе средств автоматизации;

- опробование системы технологических защит при подготовке оборудования к вводу в действие;

- выбор очередности работы механизмов под АВР;

- выполнение послеостановочных операций.

Предусмотрены следующие виды дистанционного управления:

– избирательное дистанционное управление всеми исполнительными органами, механизмами собственных нужд и логическими устройствами;

– групповое дистанционное управление;

– индивидуальное дистанционное управление для наиболее ответственных исполнительных органов.

Избирательное дистанционное управление является основным видом управления, осуществляется с операторских станций, установленных на пультах оперативного контура щита управления. Для избирательного управления используются экраны мониторов, функциональные клавиатуры и мыши. Объект управления выбирается при номинальном количестве действий со стороны оператора-технолога.

Групповое дистанционное управление используется для управления несколькими объектами одной командой, при этом для отдельных входящих в группу объектов может не предусматриваться ни индивидуальное, ни избирательное управление.

Индивидуальное дистанционное управление является резервным по отношению к избирательному и групповому. Оно реализуется с помощью средств, независимых от микропроцессорной аппаратуры верхнего уровня ПТК и средств цифровой связи между устройствами ПТК, с закреплением за каждым объектом управления отдельного, относящегося только к нему аппарата подачи команд (кнопок или ключей).

Дистанционное управление большинством исполнительных органов от операторской станции производится при выполнении следующих операций:

– выбор оператором требуемого объекта управления путем задания шифра или с помощью курсора на видеокадре (сопровождается появлением на экране виртуального блока (панели) управления выбранным объектом);

– выдача требуемой команды.

При выборе объекта управления его символ на мнемосхеме выделяется.

Одновременно оператор может осуществлять управление объектом с нескольких (до 10) виртуальных блоков (панелей), однако каждая выдаваемая им команда управления должна относиться только к одному конкретному выбранному объекту (кроме группового управления). Выбор объекта и отображение виртуального блока управления автоматически отменяются через 15...20 с, если не последовало команды управления.

### **Выводы**

Рассмотрен вариант построения многоуровневой автоматической системы управления комплексом выработки электрической энергии посредством парогазовой установки на примере котельной № 3 в г. Могилеве. Изложенный материал может быть использован при разработке алгоритмов и архитектурных проектов по организации АСУ ТП генерирующими мощностями.

*Статья сдана в редакцию 11 декабря 2014 года*

**Николай Александрович Автушенко**, канд. техн. наук, Могилевские тепловые сети. E-mail: abay@tut.by.

**Геннадий Сергеевич Ленеvский**, канд. техн. наук, доц., Белорусско-Российский университет. Тел : 8-0222-31-14-44.

**Nikolai Aleksandrovich Avtushenko**, PhD (Engineering), Mogilev Heat Supply Network. E-mail: abay@tut.by.

**Gennady Sergeyeovich Lenevsky**, PhD (Engineering), Associate Prof., Belarusian-Russian University. Phone: 8-0222-31-14-44.