



РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПОМОЩИ ОПЕРАТОРУ

И.В. Андрейчиков, В.Е. Ершов, С.П. Сердобинцев (КГТУ), Голубев А.В. (ИГЭУ)

Рассматривается принцип организации передачи предварительного диспетчерского графика (ПДГ) от системного оператора в технологическую сеть электростанции. Описывается система помощи оператору (СПО) в части поддержания выработки электроэнергии-мощности согласно ПДГ. Показана динамика поддержания мощности электростанции за несколько месяцев эксплуатации данной системы.

Ключевые слова: диспетчерский график нагрузки, информационная система, АСУТП, система помощи оператору.

Введение

В рамках обеспечения надежного функционирования Единой энергетической системы России системный оператор (СО) управляет электроэнергетическим режимом ЕЭС и выполняет, в том числе планирование электроэнергетических режимов работы энергообъектов и энергосистем, формирование диспетчерского графика нагрузок электростанций [1].

На уровне СО создается актуальная расчетная модель энергосистемы. Она учитывает прогноз потребления электроэнергии, состав генерирующего оборудования и актуальную топологию сети. На основе полученной модели выполняется оптимизационный расчет предварительного диспетчерского графика (ПДГ) на планируемые сутки по заданным критериям оптимизации. Затем ПДГ передается на электростанцию для исполнения.

Связующим звеном между СО и оперативным персоналом электростанции является дежурный инженер станции. Он получает предварительный диспетчерский график через электронную почту или через специальную программу на выделенном компьютере, не входящем в технологическую сеть электростанции

(сеть АСУТП). График представляет собой значение мощности на каждый конкретный час суток (рис. 1).

Ответственным за поддержание требуемой выработки мощности является оператор/машинист энергоблока, который при работе блока в базовом режиме с помощью блочного регулятора мощности (БРМ) поддерживает заданную ПДГ нагрузку. На данном уровне передача информации от дежурного инженера станции к машинисту энергоблока носит «ручной» характер, то есть ПДГ передается на бумажном носителе или устно.

При этом энергосистемный парадокс современного «рынка» электроэнергии определяется тем, что машинисту энергоблока необходимо каждый час (как минимум) вмешиваться в работу регулятора скорости турбины, который реагирует на текущее изменение частоты в сети для поддержания баланса потребляемой и генерируемой мощностей, и изменять задание блочному регулятору мощности для поддержания заданной накануне ПДГ нагрузки, имитируя тем самым работу регулятора «до себя». Такие встречные воздействия на механизм управления турбиной (МУТ) ведут к системным авариям и были запрещены соответствующими противоаварийными документами еще в середине 70-х годов XX века.

Отклонения фактической генерации от запланированной квалифицируются собственными или внешними (в результате команд СО) инициативами. Отличие фактического объема производства электроэнергии от запланированного в меньшую сторону приводит к покупке им на балансирующем рынке объема электроэнергии, равного соответствующему отклонению. При выработке объема, превышающего запланированный (отклонение вверх), поставщик продает соответствующее откло-

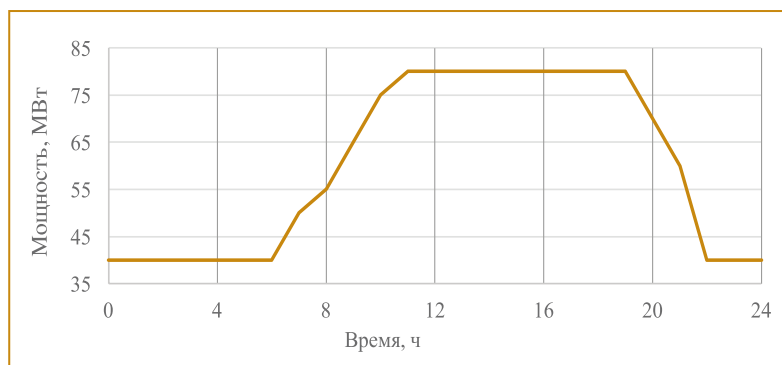


Рис. 1. Пример предварительного диспетчерского графика нагрузки

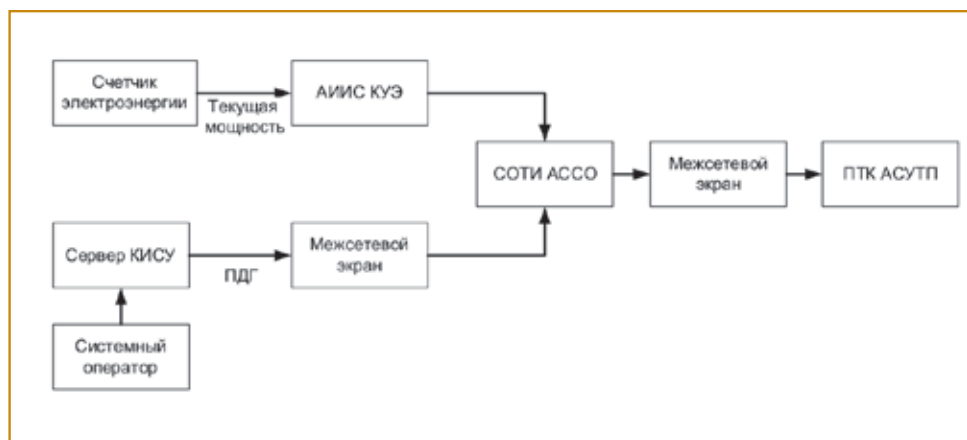


Рис. 2. Структурная схема передачи данных

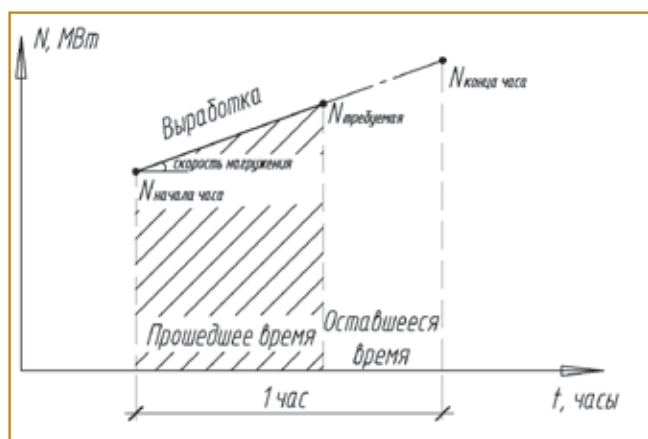


Рис. 3. Графическая интерпретация требуемой выработки электроэнергии на текущий момент

нение. Стоимость отклонений формируется таким образом, чтобы стимулировать участников к более точному исполнению планового потребления и производства электроэнергии, определенного на рынке на сутки вперед, и к выполнению команд СО. Таким образом, на балансирующем рынке «штрафуются» участники, допускающие наибольшие отклонения фактических объемов потребления и выработки от плановых по собственной инициативе. И «премируются» участники, придерживающиеся планового потребления и максимально точно выполняющие команды СО [2].

Такие действия вносят дополнительные возмущения в Единую энергетическую систему. Электростанции, работающие в режиме нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ), вынуждены их компенсировать путем существенного расширения для этого диапазонов регулирования мощности, что негативно сказывается на их показателях надежности и экономической эффективности, в том числе и на конечных потребителях — промышленных предприятиях и населении.

В процессе работы оперативный персонал не может в режиме реального времени отследить качество поддержания диспетчерского графика энергоблока

(а может лишь косвенно оценить, используя архивные значения мощности). Решить указанные задачи поможет информационно-управляющая система, которая будет проводить оценку точности поддержания системных параметров и диспетчерского графика, вычислять необходимые текущие контрольные показатели (резерв мощности, время, за которое необходимо произвести

изменение нагрузки, скорость нагружения энергоблока и др.) и оказывать помощь оперативному персоналу в принятии адекватных решений. Создание такой информационно-управляющей системы представляется актуальной задачей развития современных АСУТП и АСУЭ электростанций [3]. В настоящее время имеется несколько работ, направленных на ее решение [4, 5]. Однако эти исследования имеют ряд недостатков:

- 1) весь расчет выполняется в стороннем модуле и предусматривает передачу данных по протоколу OPC. В случае исчезновения связи система остается нежизнеспособной;
- 2) данные для коррекции задания мощности передаются дискретно (каждый 3 мин. в [4] и каждую 1 мин в [5]);
- 3) отсутствуют параметры оценки качества поддержания диспетчерского графика.

Предлагаемая в статье информационно-управляющая система не имеет перечисленных недостатков и выполняет задачу автоматизации процесса передачи диспетчерского графика от СО в оперативный контур энергоблока для поддержания диспетчерского графика нагрузки с заданной точностью.

Материалы и методы исследования

Для возможности оценки качества поддержания ПДГ нагрузки и минимизации отклонений фактической выработки электроэнергии от запланированной предлагается использовать программно-методический комплекс системы помощи оператору (СПО). Последняя представляет совокупность программных средств, которые автоматизируют процесс передачи диспетчерского графика от СО в оперативный контур энергоблока. Также система рассчитывает несколько параметров, по которым оперативный персонал может оценить качество поддержания ПДГ и в случае необходимости скорректировать свои действия по управлению режимом работы энергоблока.

Исходные данные для расчетов:

- 1) числовые значения требуемой вырабатываемой электрической энергии (мощности) на конец часа,

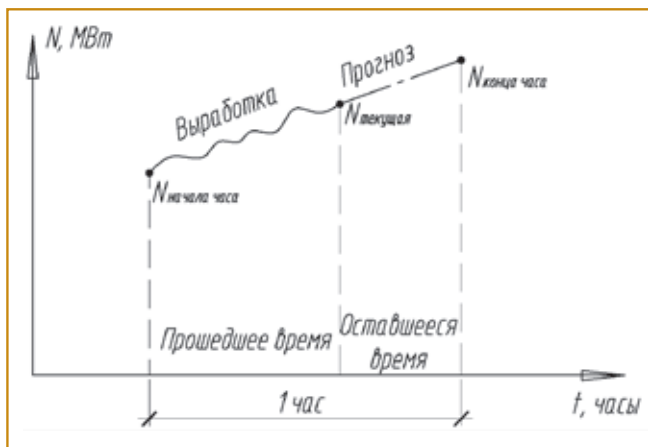


Рис. 4. Графическая интерпретация прогноза выработки на конец часа при текущем задании мощности

поступающие с помощью системы обмена технологической информацией от автоматизированной системы СО (СОТИ АССО);

2) текущие коммерческие показания активной мощности, которые поступают со счетчиков из автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

Значения задания мощности по ПДГ автоматически выгружаются из специальной программы СО на сервер корпоративной информационной системы управления (КИСУ). Затем, данные преобразуются в необходимую форму и загружаются в СОТИ АССО. Сюда же передается информация о текущей мощности со счетчиков электроэнергии из АИИС КУЭ. После этого данные передаются в программно-технический комплекс АСУТП энергоблока. Для обмена данными между СОТИ АССО и ПТК АСУТП используется протокол МЭК-60870-5-104. Структурная схема обмена приведена на рис. 2.

Таким образом, при обрыве связи данные не теряются, так как остаются доступны в ПТК АСУТП машинисту энергоблока.

Суммарно в ПТК АСУТП передаются 25 значений — это задания мощности на каждый час и текущая мощность энергоблока. В связи с тем, что в конкретном ПТК АСУТП можно вывести на график только архивные значения и значения в реальном времени, показать диспетчерский график в будущем невозможно. Однако можно вывести эти данные на экран в виде аналоговых значений.

Параметры, используемые в СПО:

1) задание мощности на начало часа, на конец часа и на будущий час. Эти данные берутся из ПДГ и выводятся на экран оператору;

2) требуемая скорость нагружения на текущий час и на будущий час. Требуемая скорость нагружения энергоблока для данного часа вычисляется как разница между заданием мощности на конец и начала часа, разделенная на 60 мин. Аналогично выпол-

няется расчет требуемой скорости нагружения и на будущий час. Таким образом, машинист освобождается от необходимости вычислять эти параметры;

3) текущая мощность энергоблока по АИИС КУЭ. Данный параметр передается с коммерческого счетчика электроэнергии, показания которого учитываются при расчетах за поставку электрической энергии (мощности);

4) требуемая мощность на текущий момент, МВт:

$$N_{\text{треб}} = N_{\text{начала_часа}} + t_{\text{прош}} \cdot \alpha, \quad (1)$$

где $N_{\text{начала_часа}}$, МВт — мощность на начало часа, α , МВт/мин — требуемая скорость нагружения энергоблока, $t_{\text{прош}}$, мин — прошедшее времени с начала часа. Данный расчетный параметр позволяет оценить отклонение генерируемой мощности от требуемой на данный момент времени;

5) фактическая выработка электрической энергии (МВт*ч):

$$E_{\text{факт}} = \int_0^{\tau} N_{\text{тек}}, \quad (2)$$

Данный параметр рассчитывается как интеграл от текущей мощности энергоблока с начала часа до текущего момента времени и позволяет оценить выработку электрической энергии на текущий момент;

6) требуемая выработка электрической энергии за час (МВт*ч):

$$E_{\text{треб}} = \int_{N_{\text{начала_часа}}}^{N_{\text{конец_часа}}} N_{\text{треб}} = \frac{N_{\text{начала_часа}} + N_{\text{конец_часа}}}{2}. \quad (3)$$

Параметр рассчитывается как интеграл от начала часа до конца часа (в данном случае применима формула площади трапеции);

7) требуемая выработка энергии на текущий момент (МВт*ч):

$$E_{\text{треб_тек}} = \int_0^{\tau} N_{\text{треб}} \quad (4)$$

вычисляется как интеграл от задания мощности на начало часа до мощности, требуемой на текущий момент времени (рис. 3);

8) остаток выработки электроэнергии. Параметр показывает оставшуюся разницу между требуемой выработкой электрической энергии за час и фактически выработанной на текущий момент.

9) прогноз выработки электрической энергии на конец часа при текущем задании мощности. Данный параметр является суммой фактически выработанной электрической энергии и прогноза при условии, что текущее значение задания мощности на блочном регуляторе мощности (БРМ) является конечным для текущего часа (рис. 4).

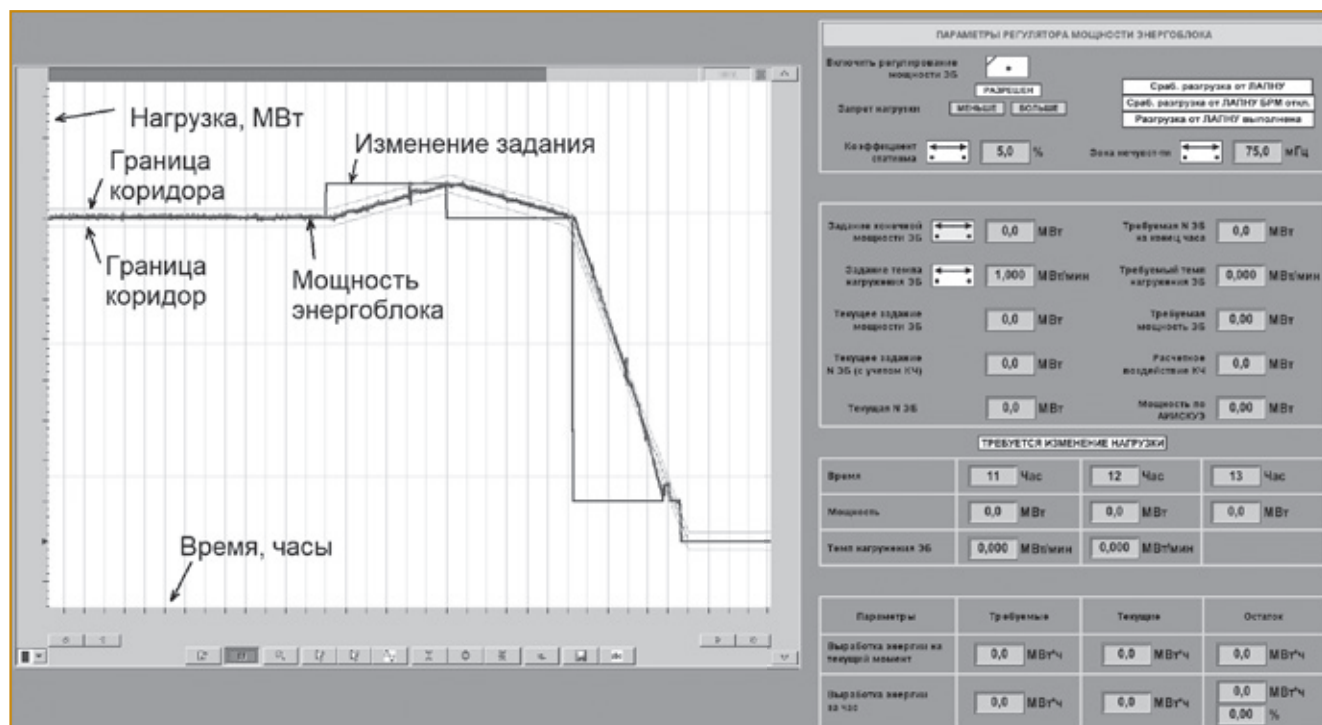


Рис. 5. Видеограмма СПО

Параметр позволяет спрогнозировать выработку на конец часа в случае отклонения от ПДГ (МВт ч):

$$E_{\text{прогноз}} = E_{\text{факт}} + \frac{N_{\text{АИИСКУЭ}} + N_{\text{ЗДН_конец_часа}}}{2} \cdot t_{\text{ост}}, \quad (5)$$

где $E_{\text{факт}}$, МВт*ч – фактическая выработка электрической энергии на текущий момент, $t_{\text{ост}}$, мин – оставшееся время до конца часа, $N_{\text{АИИСКУЭ}}$, МВт – текущая мощность энергоблока по АИИСКУЭ, $N_{\text{ЗДН_конец_часа}}$, МВт – задание мощности на регуляторе мощности;

10) остаток выработки при текущем задании мощности – разница между требуемой выработкой электрической энергии и прогнозом выработки на конец часа.

Программная реализация расчетов данных параметров выполнена в ПТК АСУТП на языке программирования функциональных блочных диаграмм (FBD).

Результаты

Для отображения получаемых параметров диспетчерского графика и регулятора мощности блока была разработана видеограмма (рис. 5).

В левой части располагается график текущей мощности, коридор допустимых отклонений мощности и мощность, которую необходимо выработать на текущий момент. В правой верхней части расположен блочный регулятор мощности – задатчики конечной мощности блока и скорости нагружения, статизма и зоны нечувствительности. В нижней

правой части расположены параметры, рассчитываемые СПО.

Система внедрена и функционирует на одной из электростанций. Для анализа эффективности реализованной системы были взяты архивные данные за несколько месяцев работы энергоблока ПГУ-110. На рис. 6 приведен график отклонений фактической выработки энергии от заданной на конец часа в нормальном режиме работы энергоблоков (без пусков и остановов).

Просуммируем отклонения по электрической энергии для первой (0-87 день) и второй половины (87-174 день) времени эксплуатации СПО и построим график за сутки (рис. 7).

Анализ полученных данных показал:

1. наибольшие отклонения ПДГ и фактической потребности в электрической энергии наблюдается в утренний и вечерний максимумы суточного графика нагрузок, когда имеет место существенное изменение частоты в энергосистеме;

2. при стабильной нагрузке отклонения по выработке электроэнергии определяются качеством работы автоматической системы регулирования мощности энергоблока;

3. в утренние и дневные часы заметно снижение отклонения выработки энергии спустя несколько месяцев эксплуатации СПО (на 3...7 МВт ч).

Суммарное снижение отклонений по электрической энергии за 174 дня работы СПО составило 18,83 МВт ч.

Аналогичным образом построен график среднего значения для разницы фактической мощности и заданной на конец часа (рис. 8). Значительные

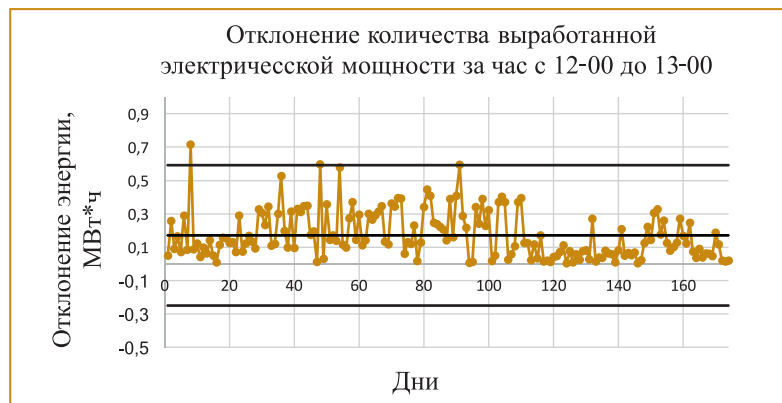


Рис. 6. График отклонения выработки энергии

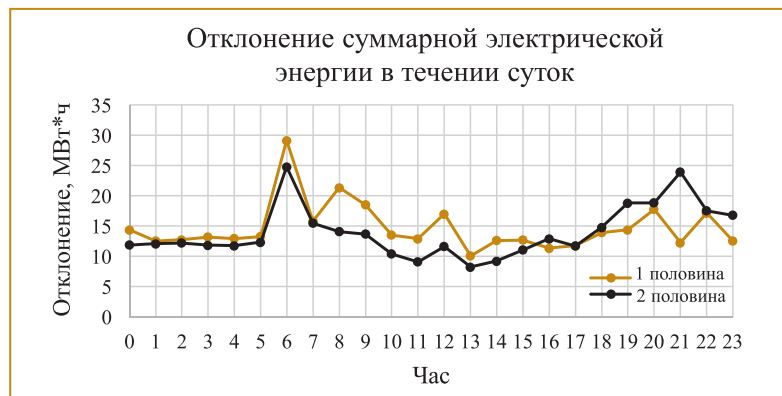


Рис. 7. Суточный график отклонений электрической энергии

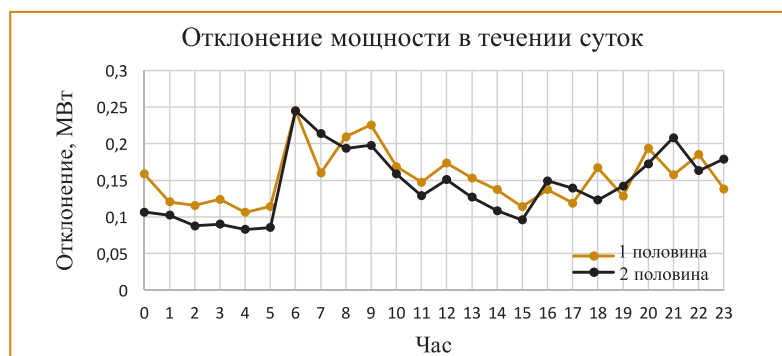


Рис. 8. Суточный график отклонений мощности

отклонения на графике соответствуют плохому соблюдению диспетчерского графика.

Анализ полученного графика показал, что средний показатель отклонения фактической мощности от заданной на конец часа снизился на 6,8 %. Кроме того,

следует учитывать, что существует нижний предел отклонения мощности, который определяется настройками регулятора мощности энергоблока. Также было проанализировано число «выбросов» — точек вне доверительного интервала. Их число для электрической энергии снизилось с 49 до 20 ед., а для мощности — с 41 до 16 ед. То есть значительных отклонений от ПДГ стало меньше в 2 раза.

Заключение

Разработанная СПО развивает информационно-вычислительные функции АСУТП энергоблока и направлена на повышение экономичности и эксплуатационной надежности оборудования электростанции. СПО является одной из подсистем АСУТП и позволяет повысить точность поддержания заданного режима работы энергоблока.

Список литературы

1. Технологическое обеспечение работы оптовых рынков // Системный оператор Единой энергетической системы. [Электронный ресурс]. — URL: <http://so-ups.ru/index.php?id=markets> (дата обращения 28.01.2021).
2. Рынок электроэнергии и мощности. // Ассоциация НП Совет Рынка. [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm> (дата обращения 28.01.2021).
3. Теория и технология систем управления. Многофункциональные АСУТП тепловых электростанций. В 3-х кн. Кн. 1. Проблемы и задачи / Под общей ред. д-ра техн. наук, проф. Ю.С. Тверского; ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». — Иваново, 2013. — 256 с.
4. Бушмакин С.А., Устич Н.В. Разработка и внедрение системы автоматического ведения планового диспетчерского графика нагрузок энергоблока № 1 Калининградской ТЭЦ-2 // Теплоэнергетика. 2010. № 10. С. 14-19.
5. Реутин Г.В. Автоматическое регулирование суммарной мощности электростанции с учётом оперативных изменений диспетчерского графика // Энергетика Татарстана. 2008. № 1(9). С. 86-88.

Голубев Антон Владимирович — канд. техн. наук, заведующий кафедрой систем управления Ивановского государственного энергетического университета им. В. И. Ленина,

Ершов Владислав Евгеньевич — аспирант, **Сердобинцев Станислав Павлович** — д-р техн. наук, проф. кафедры автоматизации производственных процессов

Калининградского государственного технического университета.

Андрейчиков Игорь Владимирович — инженер-программист 1 категории АО «Интер РАО — Электрогенерация».

E-mail: andreychikov_iv@interrao.ru kafsu@su.ispu.ru vladershov95@mail.ru