

УДК 621.311.25

**А. В. ЕФИМОВ**, д-р техн. наук, проф.; проф. НТУ «ХПИ»;  
**Т. В. ПОТАНИНА**, канд. техн. наук, доц.; доц. НТУ «ХПИ»;  
**Д. И. КУХТИН**, аспирант НТУ «ХПИ»;  
**В. Л. КАВЕРЦЕВ**, канд. техн. наук, доц.; доц. НТУ «ХПИ»;  
**Т. А. ГАРКУША**, н.с. НТУ «ХПИ»

## АНАЛИЗ МЕТОДОВ И МОДЕЛЕЙ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗОК МЕЖДУ ЭНЕРГОГЕНЕРИРУЮЩИМИ ОБЪЕКТАМИ

Рассмотрены методы и модели оптимального распределения нагрузок между энергогенерирующими объектами. Указаны достоинства и недостатки этих методов и моделей. Показана необходимость совершенствования методов и моделей оптимизации распределения нагрузок между энергогенерирующими объектами, что делает актуальными разработки и усовершенствование математического и алгоритмического обеспечения, находящегося в распоряжении автоматизированных систем управления технологическими процессами энергоблоков АЭС и ТЭС.

**Ключевые слова:** оптимизация, математическая модель, метод, распределение нагрузок.

### Введение

На современном этапе развития энергетики вопрос распределения нагрузок в энергосистеме, между энергоблоками электростанций, а также непосредственно между энергогенерирующими единицами оборудования и систем энергоблоков приобрел особую актуальность. Оптимизация режимов работы электростанций представляет собой достаточно сложную задачу, которая зависит от большого количества факторов и заключается в поиске экстремального значения определенного критерия (либо множества критериев) при соблюдении заданных ограничений. В зависимости от внешних объективных и субъективных факторов выбор критерия оптимизации для различных электростанций и энергосистем оказывается весьма неоднозначным. Известно, что в стратегию развития ядерной и тепловой энергетики в разных странах мира закладывается планирование не только базовых режимов работы энергоблоков АЭС и ТЭС, но и возможность работы энергоблоков в режиме регулирования суточного графика энергопотребления в энергетических системах. Например, благодаря внедрению высокотехнологических автоматических систем регулирования мощности строящиеся АЭС с реакторами III поколения не только в значительной мере приспособлены к покрытию суточных изменений мощности в энергосистеме, но также имеют возможность регулировать частоту в энергосистеме. Системы регуляции и безопасности АЭС III поколения *Westinghouse AP1000* с реактором *PWR* (аналог ВВЭР) с обеспечением всех критериев вероятностного анализа безопасности (ВАБ), в том числе, частоты повреждения активной зоны реактора (ЧПАЗ) и частоты граничного аварийного выброса радиоактивных веществ (ЧГАВ) позволяют:

- работать в диапазоне нагрузок (15–100) % от номинальной мощности со скоростью изменения нагрузки 10 % в минуту;
- набирать мощность со скоростью 5 % в минуту в диапазоне (15–100) % от номинальной мощности, т.е. максимальная скорость прироста мощности достигает 10 %;
- осуществлять сброс мощности с уровня 100 % до 50 % в течении двух часов и удерживать мощность на уровне 50 % в течение от двух до десяти часов;

---

© А.В. Ефимов, Т.В. Потанина, Д.И. Кухтин, В.Л. Каверцев, Т.А. Гаркуша, 2015

– возобновлять набор мощности до уровня 100 % в течение двух часов и регулировать частоту энергосистем со скоростью 2 % в минуту [1]. Подобную характеристику имеет также реактор III поколения *EPR1600*, автоматическая система которого позволяет регулировать мощность в диапазоне (20–100) % от номинальной мощности. Это делает актуальными разработки и усовершенствование математического и алгоритмического обеспечения, которое находится в распоряжении автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) энергоблоков АЭС и ТЭС, с целью автоматизации процесса управления распределением электрических нагрузок между энергоблоками с учетом их функционального состояния.

#### **Анализ литературных источников и основная часть**

Для решения задачи оптимального распределения нагрузок в энергосистеме, между энергоблоками, между энергогенерирующим оборудованием электростанций разными авторами использовались различные методологические подходы. Рассмотрим их краткое содержание и используемые в них методы.

В ходе планирования основных производственных показателей, включая оптимизацию распределения нагрузки между электростанциями энергосистемы, часто используются варианты расчетов, представляющие собой однофакторные вычислительные эксперименты. Однако, непосредственное применение этой методики не позволяет оценить ожидаемые значения интегральных технико-экономических показателей эффективности работы энергогенерирующих объектов при существующей неопределенности в значениях целой системы определяющих параметров. Поэтому авторами работы [2] предлагается использование аппарата интервальной математики для формализации подобных вариантов расчетов. Задача оптимального распределения нагрузок представлена в этой работе как задача поиска экстремума (минимума или максимума), а построенная модель удельного расхода условного топлива на производство энергии позволяет свести задачу оптимизации к задаче линейного программирования по вектору нагрузок.

Одной из задач оперативного управления энергосистемой в установившихся режимах является периодическое корректирование мощности агрегатов электростанций в соответствии с величиной отклонения текущего значения нагрузки от ее прогнозного значения на каждый час суток [3]. Сложность предсказания величины этого отклонения, а также существенные отличия в приросте затрат на выработку мощности на каждой электростанции при отклонениях нагрузки системы на 1 МВт, затрудняют применение известных методов оптимального распределения нагрузки при оперативном распределении. Учитывая, что задача оперативной оптимизации режимов работы энергосистемы является многомерной, нелинейной и дискретной, для ее решения наиболее подходит применение эвристических алгоритмов. Наиболее известными из них являются генетические алгоритмы, которые получили широкое применение.

В настоящее время для выполнения работ по оптимизации структуры и нагрузок энергогенерирующего оборудования энергосистем за рубежом также разработан целый ряд компьютерных программных продуктов, таких как *MESSAGE* и *WASP* [4]. Однако эти программы не всегда могут учесть ряд специфических особенностей функционирования энергогенерирующего оборудования энергосистемы Украины. Так, при оптимизации структуры и нагрузок энергосистемы приведенные выше программы оптимизируют только электроснабжение потребителей, не учитывая (*WASP*) или учитывая приближенно (*MESSAGE*) график теплофикационной нагрузки.

Задача распределения электрической и тепловой нагрузки между несколькими

енергоблоками электростанций в работе [2] формулируется как многокритериальная задача статической оптимизации, включающая подзадачу оптимизации режимных параметров энергоблоков станции. При этом подразумевается, что решение, получаемое при оптимизации комплекса режимных параметров, является основой для решения задачи о распределении нагрузок. В качестве критериев оптимизации в этом случае выбраны критерии оптимальности по расходу топлива, надежности и экологическим показателям. В первых двух критериях расходные характеристики и характеристики надежности энергоблоков являются функциями режима работы всей станции, электрической и тепловой мощности отдельных энергоблоков, а также комплекса их режимных параметров, зависящих, в свою очередь, от нагрузок энергоблоков и, в общем случае, требующих определения оптимальных значений. Экологические показатели являются функциями режима работы всей станции, а также электрической и тепловой мощности отдельных энергоблоков. В качестве ограничений рассматриваются допустимые пределы нагрузок для каждого энергоблока с точки зрения надежности работы и требуемая энергосистемой суммарная мощность всей станции. Далее составляется функция цели как сумма полученных характеристик. Задача по определению ее экстремума в данной работе решается классическим методом динамического программирования [5, 6], который представляет собой достаточно точный метод расчета оптимальных нагрузок энергоблока.

Метод динамического программирования предпочтительнее, чем методы прямого поиска вариантов, из-за большего быстродействия и значительно меньшего требуемого объема вычислительного ресурса. Основным недостатком метода динамического программирования является необходимость многократного перераспределения нагрузок между энергоблоками при изменении их суммарной мощности в пределах рабочего диапазона [7]. В реальных условиях эксплуатации нагрузка и разгрузка энергоблоков ТЭС сопровождается дополнительными затратами топлива, обусловленными в основном неоптимальностью процесса горения в топке котлов, а также повышенными значениями коэффициентов избытка воздуха по тракту котлов в переходных режимах работы. Для устранения необоснованных перегрузок энергоблоков в целевую (минимизируемую) функцию в виде суммарного расхода топлива на энергоблоки может быть введена поправка, учитывающая потери топлива от изменения нагрузок энергоблоков. То есть, если перегрузка энергоблоков нецелесообразна с точки зрения экономии топлива с учетом его дополнительных потерь во время переходных режимов, энергоблоки должны нагружаться последовательно.

Задача распределения электрической и теплофикационной нагрузки между энергоблоками АЭС имеет свои особенности в связи с отсутствием поперечных связей между энергоблоками в условиях нормальной эксплуатации. Она должна решаться с учетом ограничений минимальной и максимальной электрической нагрузки энергоблоков и, что особенно важно, с учетом изменчивости эксплуатационных характеристик в период эксплуатации [1, 8].

Для решения этой задачи в качестве исходных данных необходимы требуемая энергосистемой суммарная электрическая мощность АЭС ( $N_{ст}$ ), задаваемая графиком нагрузок; ограничения минимума и максимума нагрузок каждого энергоблока, связанные с надежностью и безопасностью режимов работы и эксплуатационными факторами,  $N_{jmin} \leq N_j \leq N_{jmax}$   $j = 1, \dots, z$ ; ( $z$  – количество энергоблоков) интегральные эксплуатационные характеристики по каждому энергоблоку [8]. В качестве критерия оптимизации целевой функции выступает минимум удельного расхода теплоты на выработку электрической и тепловой энергии энергоблоками, который находится

методом неопределенных множителей Лагранжа.

Результаты расчетов оптимального распределения нагрузки между энергоблоками АЭС позволяют определить расходы свежего пара на турбины и соответствующие им мощности  $N_j^*$ , обеспечивающие минимальный удельный расход теплоты на выработку АЭС заданного количества электрической и тепловой энергий. В качестве примера использования описанного метода в [8] получено оптимальное распределение нагрузки между четырьмя энергоблоками предполагаемой АЭС, оснащенной турбоустановками типа К-1000-60/1500 с различным функциональным состоянием однотипного турбинного оборудования с учетом сезонных условий эксплуатации.

Эта же задача оптимального распределения электрических и теплофикационных нагрузок между энергоблоками АЭС как задача нелинейного программирования с линейными ограничениями и сепарабельной целевой функцией может также решаться методом проекции градиента Розена [1, 9, 10], позволяющим решить эту задачу в том случае, когда множество допустимых решений не совпадает со всем возможным пространством решений. В этом случае, для вогнутой целевой функции теорема Куна-Таккера обеспечивает глобальный минимум в точке оптимального решения задачи. А для выпуклой целевой функции решением будет только лишь локальный экстремум, но его значение в конкретной точке будет меньше по сравнению с тем, что определяется при применении эвристических методов оптимального распределения нагрузки между энергоблоками АЭС [8]. Данный метод [1, 9, 10] является итерационным методом оптимизации, использование которого, как составной части имитационного программного комплекса для АСУ ТП энергоблоков АЭС позволяет решать задачи оптимального распределения нагрузок между энергоблоками и значительно сократить количество итераций в процессе их решения.

Интересен подход с использованием методики математического моделирования и оптимизации режимов работы энергоблоков с учетом того, что параметры применяемых моделей известны с точностью до интервала [11]. При этом подходе на основе статистического регрессионного анализа данных, полученных при натурных испытаниях энергоблоков, создается модель, и используются доверительные интервалы для всех коэффициентов регрессионных полиномов, которые описывают значения генерируемой мощности на различных режимах работы энергоблоков.

Также, с практической точки зрения, интересен двухэтапный метод оптимального распределения нагрузок между энергоблоками по особым, так называемым, реперным точкам [12], который состоит на первом этапе в нанесении на эксплуатационные характеристики энергоблоков точек предоткрытия регулирующих клапанов турбоагрегатов, точек изменений скоростей работы двигателей механизмов собственных нужд и т. п. На втором этапе нагрузка между энергоблоками распределяется согласно наименьшим расходам топлива в особых точках эксплуатационных характеристик энергоблоков. При распределении нагрузок этим методом один энергоблок с наихудшей экономичностью имеет промежуточную нагрузку, обеспечивающую баланс мощности энергосистемы, а все остальные работают с максимальными (минимальными) электрическими нагрузками.

Хорошо, с практической точки зрения, зарекомендовал себя подход, совмещающий методы перебора вариантов и метод относительных приростов расхода топлива [13–15] для оптимизации распределения электрической, теплофикационной и производственной (на собственные нужды) нагрузок между турбоагрегатами, которые разбиваются на три группы. Если рассматривать распределение нагрузки только между этими тремя группами (в предположении, что в группах объекты идентичны) по трем

основным параметрам, то метод перебора всех вариантов предпочтительней метода относительных приростов расхода топлива. Это связано с необходимостью в случае применения метода относительных приростов расхода топлива разбиения оптимизационной задачи на отдельные части, хотя, когда в работе находятся все турбоагрегаты, скорость оптимизации становится примерно равной. При использовании метода выбора вариантов автором рассматривались математические модели эксплуатационных характеристик диаграмм режимов работы турбоагрегатов. Данный метод позволяет распределять все три вида нагрузки между достаточно большим количеством энергогенерирующих объектов. Метод относительных приростов расходов топлива более динамичен по сравнению с методом перебора вариантов, так как позволяет работать не только с математическими моделями эксплуатационных характеристик диаграмм режимов работы турбоагрегатов, но и с математическими моделями самих энергогенерирующих объектов. Автор работ [13–15] делает вывод, что лучшим вариантом использования этих методов при поставленной задаче оптимизации является их комбинирование. Вначале целесообразно проводить распределение методом перебора всех вариантов, выбирая тот, который лучше всего подходит для предварительного распределения нагрузки, а затем воспользоваться методом относительных приростов расходов топлива. Первым методом распределяется нагрузка между группами, а вторым – в группах между турбоагрегатами. Целью оптимизации распределения заданных суммарных электрических нагрузок между работающими турбоагрегатами является расчет таких нагрузок каждого из них, при которых суммарный расход топлива на них минимален. Традиционным критерием данного распределения считается очередность загрузки турбоагрегатов по величине относительных приростов расхода топлива: в первую очередь нагружают турбоагрегаты с наименьшими относительными приростами расходов топлива и далее – по мере их увеличения. Для выпуклых участков эксплуатационных характеристик диаграмм режимов работы помимо относительных приростов расхода топлива  $b_i$  по каждому работающему турбоагрегату определяются их конечные приросты  $b_{ki}$ , как отношение полного прироста расхода топлива к соответствующему изменению нагрузки энергоблока. В процессе оптимизации с помощью метода неопределенных множителей Лагранжа сравниваются относительные приросты расхода топлива  $b_i$  и конечные приросты  $b_{ki}$ . Выбираются минимальные величины из этих приростов. Как уже отмечалось, нагружается в первую очередь турбоагрегат с наименьшими значениями указанных приростов. При этом, если конечный прирост меньше относительного прироста ( $b_{ki} < b_i$ ), определяется искомый вид нагрузки энергоблока  $N_{ki}$ , при достижении которой конечный прирост становится больше либо равен относительному приросту расхода топлива. Однако, при этом необходимо отметить, что реальные эксплуатационные характеристики диаграмм режимов работы турбоагрегатов можно считать выпуклыми только с определенными допущениями, которые «сглаживают» эксплуатационные характеристики, ухудшая их точность. Использование «сглаженных» эксплуатационных характеристик при оптимизации по методу оптимального прироста расходов топлива уменьшает реальную экономию топлива. Так «неучет» при обработке («сглаживании») эксплуатационных характеристик изменений потерь топлива из-за дросселирования пара в регулирующих клапанах паровых турбин дает снижение экономии топлива при оптимизации распределения электрических нагрузок между энергоблоками на (0,1–0,2) % абсолютных. Данные методы нашли достаточно широкое распространение в практике эксплуатации турбоагрегатов электростанций благодаря своей относительной простоте, а также отсутствию необходимости перераспределения нагрузок между

турбоагрегатами по мере роста их суммарных нагрузок.

В работе [16] рассматривается итерационный метод выбора оптимальных параметров оборудования ТЭС и решения внутростанционной задачи оптимального распределения нагрузки между энергогенерирующими мощностями. Данный метод предусматривает использование на первой итерации распределения нагрузки нормативных эксплуатационных характеристик отдельных энергоблоков в виде зависимости расхода теплоты или топлива от значений электрической мощности, полученных при номинальных начальных и конечных параметрах пара [16]. Затем осуществляется поиск оптимальных начальных и конечных параметров пара в реальных условиях работы каждого энергоблока, с учетом которых на следующей итерации проводятся коррекции характеристик и повторное оптимальное распределение нагрузки. Итерационный процесс продолжается до получения достаточно близких решений между двумя последующими итерациями.

Необходимо отметить подходы, в которых форма нечеткого описания факторов неопределенности данных базируется на методах теории нечетких множеств [17]. Так, в работе [18] предложено использование элементов нечетко-интервальной математики с целью трансформации частотных распределений в нечеткие интервалы данных, характеризующих работу энергогенерирующих объектов, с минимальной потерей информации. Реализация такого подхода была осуществлена при поиске оптимальных режимов работы котельных установок энергоблоков с целью максимизации их КПД, но в силу своей общности, по утверждению авторов, метод может применяться и в других задачах оптимизации режимов работы энергетического оборудования.

**Выводы.** Из проведенного анализа видно, что методы и модели, применяемые для решения задачи распределения нагрузок в энергосистеме, между энергоблоками станций и между энергетическим оборудованием электростанций, достаточно разнородны. Их построение и выбор непосредственно связаны с существующими типами оборудования энергоблоков тепловых и атомных электростанций и подходами к планированию управления нагрузками, что делает необходимым разработку новых и совершенствование существующих математических методов, моделей и программных средств, которые позволят повысить качество процессов управления нагрузкой энергоблоков во время эксплуатации.

**Список литературы:** 1. The Westinghouse AP1000 Advanced Nuclear Plant [Электронный ресурс] // Westinghouse Electric Co., LLC. – 27 р. – Режим доступа: <http://www.apcnean.org.ar/arch/3e139fc91ebe2e675db2194460badc7c.pdf>. – Заглавие с экрана. – 12.01.2015. 2. Арончик Г. И. Математическое моделирование и оптимизация технико-экономических показателей региональной энергосистемы в условиях нечеткости исходной информации [Текст] / Г. И. Арончик, В. П. Балгер, Б. З. Чертков // Вестник Самарского государственного технического университета (Серия физико-математические науки). – 2002. – № 16. – С. 149–154. 3. Глуз И. С. Проблемы оптимального управления режимом работы электростанций и энергосистемы в целом в условиях ФОРЭМ [Текст] / И. С. Глуз, В. М. Летун, М. А. Меленцов, Н. А. Сызганов, Т. В. Волкова, М. Н. Спирин, А. В. Дыскин // Сб. докл. Всерос. науч.-техн. конф. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2001. – С. 26–28. 4. Long-Range Energy Alternatives Planning System. User Guide [Text] / Stockholm Environmental Institute. – Boston Center, USA, 2006. – 264 р. 5. Вентцель Е. С. Элементы динамического программирования [Текст] / Е. С. Вентцель. – М. Наука, 1964. – 176 с. 6. Калихман И. Л. Динамическое программирование в примерах и задачах [Текст] / И. Л. Калихман, М. А. Войтенко. – М. Высш. шк., 1979. – 215 с. 7. Аракелян Э. К. Влияние переменных нагрузок на экономичность работы газомазутных энергоблоков 150 и 200 МВт [Текст] / Э. К. Аракелян, А. А. Мадоян, В. Б. Паймухун // Электрические станции. – 1981. – № 6. – С. 24–27. 8. Палагин, А. А. Моделирование функционального состояния и диагностика турбоустановок [Текст] / А. А. Палагин, А. В. Ефимов, Е. Д. Меньшикова. – Киев : Наук. думка, 1991. – 192 с. 9. Потанина, Т. В. Применение метода проекции градиента для решения задачи оптимального распределения нагрузок между энергоблоками АЭС [Текст] / А. В. Ефимов, Т. В. Потанина, И. С. Белов, Т. А. Гаркуша //

Інтегровані технології та енергозбереження. – Харків : НТУ «ХПІ», 2008. – № 1. – С. 89–96.

**10.** Совершенствование и оптимизация моделей, процессов, конструкций и режимов работы энергетического оборудования АЭС, ТЭС и отопительных котельных [Текст] / под ред. А. В. Ефимова. – Харьков: Изд-во «Підручник НТУ «ХПІ», 2013. – 376 с. – На рус. яз. – ISBN 978-9662426-84-7.

**11.** Севастьянов, П. В. Моделирование и оптимизация работы энергоагрегатов при интервальной неопределенности [Текст] / П. В. Севастьянов, А. В. Венберг // Энергетика: Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. – 1998. – № 3. – С. 66–70.

**12.** Методы оптимизации режимов энергосистемы [Текст] / В. М. Горнштейн [и др.]; под ред. В. М. Горнштейна. – М. : Энергоиздат, 1981. – 336 с.

**13.** Аминов, Р. З. Градиентный метод распределения нагрузок на ТЭЦ [Текст] / Р. З. Аминов. – Саратов : СПИ, 1982. – 59 с.

**14.** Аминов, Р. З. Определения вектора-градиента при распределении нагрузок в структурно-сложной ТЭЦ (I часть) [Текст] / Р. З. Аминов // Изв. ВУЗов. Энергетика. – 1990. – № 4. – С. 65–70.

**15.** Аминов, Р. З. Определения вектора-градиента при распределении нагрузок в структурно-сложной ТЭЦ (II часть) [Текст] / Р. З. Аминов // Изв. ВУЗов. Энергетика. – 1990. – № 5. – С. 67–70.

**16.** Аракелян, Э. К. Методика выбора оптимальных параметров и режимов работы оборудования энергоблоков на частичных нагрузках [Текст] / Э. К. Аракелян // Теплоэнергетика. – 2002. – № 4. – С. 57–60.

**17.** Uager, R. A foundation for theory of possibility [Text] / R. Uager // J. Of Cybernetics. – 1980. – Vol. 10, № 1–3. – P. 177–209.

**18.** Севастьянов, П. В. Оптимизация технико-экономических параметров работы энергоагрегатов при нечетких исходных данных [Текст] / П. В. Севастьянов, А. В. Венберг // Энергетика : Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. – 2000. – № 1. – С. 62–69.

**Bibliography (translited):**

**1.** "The Westinghouse AP1000 Advanced Nuclear Plant." *Copyright* © 2003, Westinghouse Electric Co., LLC. Web 12 January 2015 <<http://www.apcnean.org.ar/arch/3e139fc91ebe2e675db2194460badc7c.pdf>>.

**2.** Aronchik, G. I., V. P. Balter and B. Z. Chertkov. "Matematicheskoe modelirovanie i optimizacija tehniko-jekonomicheskikh pokazatelej regional'noj jenergosistemy v uslovijah nechetkosti ishodnoj informacii." *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tehničeskogo universiteta (Serija fiziko-matematičeskie nauki)*. No 16. 2002. 149–154. Print.

**3.** Gluz, I. S., et al. "Problemy optimal'nogo upravlenija rezhimom raboty jelektrostantsij i jenergosistemy v celom v uslovijah FORJeM." *Sb. dokl. Vseros. nauch.-tehn. konf.* Ekaterinburg : UGTU-UIPI, 2001. 26–28. Print.

**4.** Stockholm Environmental Institute. *Long-Range Energy Alternatives Planning System. User Guide.* Boston Center, USA, 2006. Print.

**5.** Ventcel', E. S. *Jelementy dinamicheskogo programmirovanija.* Moscow : Nauka, 1964. Print.

**6.** Kalihman, I. L., and M. A. Vojtenko. *Dinamicheskoe programmirovanie v primerah i zadachah.* Moscow : Vyssh. shk., 1979. Print.

**7.** Arakeljan, Je. K., A. A. Madojan and V. B. Pajmuhin. "Vlijanie peremennyh nagruzok na jekonomičnost' raboty gazomazutnyh jenergoblokov 150 i 200 MVt." *Jelektričeskie stancii* 6 (1981): 24–27. Print.

**8.** Palagin, A. A., A. V. Efimov and E. D. Men'shikova. *Modelirovanie funkcional'nogo sostojanija i diagnostika turbostanovok.* Kiev : Nauk. dumka, 1991. Print.

**9.** Potanina, T. V., et al. "Primenenie metoda proekcii gradienta dlja reshenija zadachi optimal'nogo raspredelenija nagruzok mezhdju jenergoblokami AJeS." *Integrovani tehnologii ta energozberezhennja.* No 1. Kharkiv : NTU "HPI", 2008. 89–96. Print.

**10.** *Sovershenstvovanie i optimizacija modelej, processov, konstrukcij i rezhimov raboty jenergetičeskogo oborudovanija AJeS, TJeS i otopitel'nyh kotel'nyh.* Ed A. V. Efimova. Kharkov : Izd-vo "Pidruchnik NTU "HPI", 2013. ISBN 978-9662426-84-7. Print.

**11.** Sevast'janov, P. V., and A. V. Venberg. "Modelirovanie i optimizacija raboty jenergoagregatov pri interval'noj neopredelennosti." *Jenergetika : Izv. vuzov i jenergetičeskikh ob#edinenij SNG* 3 (1998): 66–70. Print.

**12.** Gornshitejn, V. M., et al. *Metody optimizacii rezhimov jenergosistemy.* Ed. V. M. Gornshitejna. Moscow : Jenergoizdat, 1981. Print.

**13.** Aminov, R. Z. *Gradientnyj metod raspredelenija nagruzok na TJeC.* Saratov : SPI, 1982. Print.

**14.** Aminov, R. Z. "Opredelenija vektora-gradienta pri raspredelenii nagruzok v strukturno-slozhnoj TJeC (I chast')." *Izv. VUZov. Jenergetika* 4 (1990): 65–70. Print.

**15.** Aminov, R. Z. "Opredelenija vektora-gradienta pri raspredelenii nagruzok v strukturno-slozhnoj TJeC (II chast')." *Izv. VUZov. Jenergetika* 5 (1990): 67–70. Print.

**16.** Arakeljan, Je. K. "Metodika vybora optimal'nyh parametrov i rezhimov raboty oborudovanija jenergoblokov na chastichnyh nagruzkah." *Teplojenergetika* 4 (2002): 57–60. Print.

**17.** Uager, R. "A foundation for theory of possibility." *J. Of Subernetics* 10.1–3 (1980): 177–209. Print.

**18.** Sevast'janov, P. V., and A. V. Venberg. "Optimizacija tehniko-jekonomicheskikh parametrov raboty jenergoagregatov pri nechetkih ishodnyh dannyh." *Jenergetika : Izv. vuzov i jenergetičeskikh ob#edinenij SNG* 1 (2000): 62–69.

*Поступила (received) 22.01.2015*