

# ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМЫ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ БОЛЬШИХ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЙ

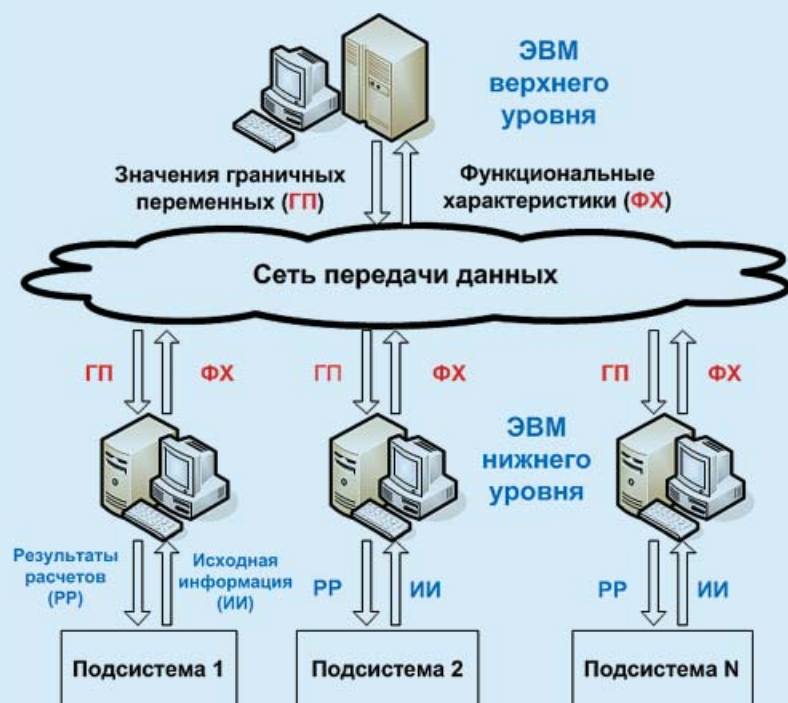
АВТОРЫ:

МАКЕЕЧЕВ В.А.,  
ООО «ИНТЕР РАО-  
ИНЖИНИРИНГ»СУХАНОВ О.А.,  
ООО «РАСПРЕДЕЛЕННЫЕ  
ТЕХНОЛОГИИ»

**Э**ффективное управление режимами энергообъединений, состоящих из ряда независимых энергосистем, может быть достигнуто только при условии, что при этом в полной мере учитываются

свойства энергообъединения как единой системы. Только в этом случае обеспечивается надежное и, в то же время, оптимальное с экономической точки зрения функционирование энергообъединения в целом.

**Ключевые слова:** энергосистема; установившийся режим; управление режимами; распределенная система; иерархические алгоритмы; функциональное моделирование; программно-технический комплекс; результаты испытаний.



## ВВЕДЕНИЕ

Происходящие в настоящее время процессы интеграции электроэнергетических систем в большие энергообъединения и создания больших международных рынков электроэнергии приводят к необходимости развития и совершенствования структур информационно-вычислительных систем, используемых для решения задач расчета, планирования и управления режимами электроэнергетических систем и применения более совершенных технологий и алгоритмов для решения этих задач.

Проблема интеграции рынков электроэнергии значительно усложняется в случае, когда рынки сопредельных стран имеют различные условия, характеристики и регламенты, включая отсутствие рыночных отношений в какой-либо энергосистеме (стране). Такая ситуация характерна для создаваемого рынка электроэнергии стран Евразийского экономического союза, объединяющего Республику Казахстан, Российскую Федерацию и Республику Беларусь.

Эффективное планирование и управление режимами энергообъединений, состоящих из ряда независимо управляемых энергосистем, может быть достигнуто только при условии, что при решении этих задач в полной мере учитываются свойства энергообъединения как единой системы. Только в этом случае обеспечивается надежное и, в то же время, оптимальное с экономической точки зрения функционирование энергообъединения в целом.

Однако принятие решений, относящихся к планированию и управлению режимами каждой из энергосистем, входящих в межнациональное энергообъединение, и следовательно, решение задач планирования

и управления в пределах данной энергосистемы относится к компетенции соответствующего центра управления, и эти функции не могут быть произвольно переданы в какие-либо другие центры управления.

Кроме того, каждый уровень управления (диспетчер национальной энергосистемы, диспетчер района этой энергосистемы) решает задачу обеспечения требуемого уровня надежности функционирования энергосистемы в своей зоне ответственности. При этом очевидно, что задача надежного функционирования энергообъединения в целом достигается скоординированными действиями всех уровней управления.

Возможность одновременного выполнения требований оптимального управления режимами энергообъединений и поддержания требуемого уровня надежности в условиях обеспечения независимости центров управления энергосистем возникает при переходе от концепции централизованного решения задач расчета, планирования и управления режимами к концепции распределенного решения этих задач, реализуемой в распределенной системе [2, 4, 5].

## РАСПРЕДЕЛЕННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ

Теоретическим фундаментом для создания распределенной системы управления являются принципы функционального моделирования (ФМ), формулируемые согласно работам [1, 2] следующим образом:

– построение и функционирование модели при ре-

шении задачи как иерархической структуры, включающей модели нижнего уровня — системы уравнений подсистем и модель верхнего уровня — систему уравнений связи (СУС) для граничных переменных; представление подсистем в модели верхнего уровня функциональными характеристиками (ФХ), отражающими зависимости между граничными переменными подсистем при соблюдении в подсистеме всех внутренних ограничений в виде равенств и неравенств; формирование системы уравнений связи (СУС) на основе записанных в общем виде граничных условий при подстановке в них выражений для ФХ подсистем (эти условия могут иметь вид выражений для законов Кирхгофа, относящихся к граничным переменным, и выражений, представляющих условия оптимальности для граничных переменных в задачах оптимизации) и решение СУС, позволяющее определить значения граничных переменных подсистем.

Процесс решения задач рынка в распределенной системе управления может быть представлен как решение задач оптимизации режима по универсальному иерархическому алгоритму ФМ [2, 3]. Данный алгоритм предусматривает выполнение следующей последовательности действий (рис. 1):

– формирование систем уравнений подсистем, отражающих условия

## СТРУКТУРА УНИВЕРСАЛЬНОГО ИЕРАРХИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА ФМ

Формирование систем уравнений подсистем, отражающих условия оптимальности (по критерию максимума функции благосостояния участников рынка в подсистеме или по критерию минимума потерь в сетях) для внутренних переменных подсистем, и последующий расчет ФХ подсистем (ход вверх в иерархической структуре модели)



Формирование и решение СУС и вычисление таким образом оптимальных значений граничных переменных



Вычисление оптимальных значений внутренних переменных подсистем из систем уравнений подсистем при известных значениях граничных переменных (ход вниз)

Рис. 1

оптимальности (по критерию максимума функции благосостояния в подсистеме или по критерию минимума потерь в сетях) для внутренних переменных подсистем, и последующий расчет ФХ подсистем (ход вверх в иерархической структуре модели);

- формирование и решение СУС и вычисление таким образом оптимальных значений граничных переменных;
- вычисление оптимальных значений внутренних переменных подсистем из систем уравнений подсистем при известных значениях граничных переменных (ход вниз).

чивает глобальную оптимальность режимов больших энергообъединений при сохранении полномочий и самостоятельности принимаемых решений в каждом из диспетчерских центров энергосистем, входящих в энергообъединение.

При этом каждый из диспетчерских центров энергосистем выполняет расчет оптимального (по своему критерию) режима соответствующей энергосистемы, а ЭВМ верхнего уровня рассчитывает оптимальные (по заданному или согласованному критерию) значения перетоков мощности между энергосистемами или частями энергосистем (например, зонами свободного перетока). В рамках этой общей технологии на ЭВМ диспетчерских центров энергосистем и ЭВМ верхнего уровня выполняется расчет УР энергообъединения.

Применение данной распределенной системы в больших энергообъединениях при решении задачи оптимизации режимов, включая расчет перетоков мощности между

подсистемами, дает возможность получить значительный суммарный экономический эффект, в котором участвует каждая из входящих в него энергосистем.

Такой уровень эффективности не может быть достигнут при определении значений перетоков мощности между энергосистемами в рамках переговорных процессов между диспетчерскими центрами энергосистем. Такая схема взаимоотношений используется при децентрализованной системе управления.

## РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММНО- ТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

В настоящей статье представлены результаты второго этапа создания распределенной системы расчета и планирования режимов ЭЭС, в ходе которого выполнялась разработка распределенного программного комплекса расчета УР энергообъединений и был проведен ряд испытаний программно-технического комплекса (ПТК) «СУБЕРЕН С1» (Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2011610582). Структурная схема ПТК представлена на рисунке на стр. 62.

Разработанный ПТК включает вычислительные модули, реализующие иерархический алгоритм расчета УР на ЭВМ нижнего и верхнего уровней, входящих в систему, и модули сетевого взаимодействия, осуществляющие координацию взаимодействия между ЭВМ в сети, а также передачу данных между ними в ходе решения задачи расчета УР.

Реализованный в ПТК «СУБЕРЕН С1» иерархический алгоритм расчета

УР основывается на принципах ФМ. В соответствии с работами [1, 2] в нем используется иерархическое представление ЭЭС в виде системы уравнений, относящихся к различным уровням иерархии модели.

Задача расчета УР (расчета потоко-распределения) в ЭЭС является задачей расчета модулей и фаз напряжений в узлах электрической сети при заданных значениях активных и реактивных мощностей в узлах. При этом могут также учитываться ограничения в виде неравенств и статические характеристики нагрузки.

В качестве базового для построения рассматриваемого иерархического алгоритма ФМ используется алгоритм Ньютона первого порядка. В соответствии с базовым алгоритмом основные действия, выполняемые на одной итерации решения нелинейной задачи расчета УР, сводятся к решению следующей линейной системы уравнений:

$$-\Delta \mathbf{S} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{U}. \quad (1)$$

В этой системе уравнений  $\Delta \mathbf{S}$  — вектор невязок активных и реактивных мощностей в узлах электрической сети,  $\Delta \mathbf{U}$  — вектор приращений модулей и фаз напряжений в узлах сети,  $\mathbf{A}$  — матрица частных производных.

Вектор модулей и фаз напряжений на последовательно выполняемых итерациях рассчитывается при этом следующим образом:

$$\mathbf{U}^{k+1} = \mathbf{U}^k + \Delta \mathbf{U}^k. \quad (2)$$

Иерархический алгоритм ФМ, построенный на основе данного базового алгоритма, включает на одной итерации следующие действия:

**1.** Задание нулевого приближения модулей и фаз напряжений во внутренних узлах в подсистемах.

**2.** Расчет модулей и фаз напряжений в граничных узлах при заданных значениях модулей и фаз напряжений во внутренних узлах по концам линий.

**3.** Расчет активных и реактивных мощностей во всех внутренних узлах всех подсистем при определенных в п. 1 и 2 значениях модулей и фаз напряжений внутренних и граничных узлов и последующий расчет невязок активных и реактивных мощностей в этих узлах.

**4.** Проверка условий окончания итерационного процесса, предусматривающая проверку выполнения неравенств:

$$\begin{aligned} \max \Delta P_i &\leq \varepsilon; \\ \max \Delta Q_i &\leq \varepsilon. \end{aligned} \quad (3)$$

При выполнении этих неравенств расчет заканчивается. Если они не выполняются, то осуществляется переход к следующему пункту.

**5.** Формирование для каждой подсистемы линейной системы уравнений, представляющей ее на данной итерации, и определение из этой системы уравнений функциональной характеристики (ФХ) подсистемы. Данная система уравнений имеет вид:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{S}_i \\ \Delta \dot{S}_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A'_{ii} & A'_{ib} \\ A'_{bi} & A'_{bb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \dot{U}_i \\ \Delta \dot{U}_b \end{bmatrix}. \quad (4)$$

Вектор  $\Delta \mathbf{S}_i$  в этой системе является вектором невязок активных и реактивных мощностей во внутренних узлах подсистемы, а вектор  $\Delta \mathbf{S}_b$  — вектором приращений активных и реактивных мощностей в граничных узлах подсистемы. Этот вектор рассматривается при формировании данной системы как вектор с неизвестными численными значениями, представляемый символами переменных. Векторы  $\Delta \mathbf{U}_i$  и  $\Delta \mathbf{U}_b$  являются векторами приращений модулей и фаз напряжений соответственно

во внутренних и граничных узлах подсистемы. Матрица частных производных в системе уравнений (4) определяется так же, как матрица в уравнении (1).

В соответствии с общей организацией алгоритмов ФМ, в данном алгоритме после формирования системы уравнений (4) должны быть определены ФХ всех подсистем. Данная операция осуществляется для каждой подсистемы с помощью выполнения прямого хода по Гауссу по всем верхним строкам системы уравнений (4) вплоть до строк, включающих переменные, входящие в вектор  $\Delta \mathbf{S}_b$ . Таким образом, данная система приводится к виду:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{S}'_i \\ \Delta \dot{S}'_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A'_{ii} & A'_{ib} \\ 0 & A'_{bb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \dot{U}_i \\ \Delta \dot{U}_b \end{bmatrix}. \quad (5)$$

Матрица  $\mathbf{A}_{ii}$  в системе уравнений (5) является верхней треугольной матрицей. Вектор  $\Delta \mathbf{S}_b$  является вектором, образующимся на месте вектора  $\Delta \mathbf{S}_b$  в ходе операций прямого хода по Гауссу в верхних строках системы уравнений (4). До выполнения прямого хода по Гауссу в системе уравнений (4) элементы вектора  $\Delta \mathbf{S}_b$  в этой системе уравнений должны быть приняты равными нулю.

Из системы уравнений (5) следует, что ФХ подсистемы имеет следующий вид:

$$\Delta \dot{S}'_b = A'_{bb} \Delta \dot{U}_b - \Delta \dot{S}'_b. \quad (6)$$

Векторы  $\Delta \mathbf{S}_b$  и  $\Delta \mathbf{U}_b$  в данном уравнении являются векторами переменных, численные значения которых не определены.

**6.** Формирование и решение системы уравнений связи (СУС), имеющей размерность числа граничных переменных и включающей в качестве определяемых переменных значения приращений модулей и фаз напряжений в граничных узлах.

Исходными для формирования СУС являются следующие уравнения, относящиеся к каждому граничному узлу:

$$\Delta S_{bI} + \Delta S_{bK} = 0. \quad (7)$$

В этом уравнении индексы I и K показывают, что векторы приращений мощностей в данном граничном узле определяются соответственно в подсистеме I и в подсистеме K, примыкающей к этому граничному узлу.

Подстановка в левую часть уравнений (7), составленных для всех граничных узлов, выражений для ФХ подсистем I и K из правой части уравнения (6) позволяет получить СУС, имеющую следующий вид:

$$A_s \Delta U_b^s = \Delta S_b^s. \quad (8)$$

Вектор  $\Delta S_b^s$  в правой части этой системы образуется из векторов  $\Delta S_b$  в уравнении (6). Численные значения элементов этих векторов определяются при получении ФХ подсистем в пункте 5.

Решение СУС (уравнение 8) позволяет определить численные значения приращений модулей и фаз граничных напряжений, входящих в вектор  $\Delta U_b$ .

**7.** Расчет приращений модулей и фаз напряжений во внутренних узлах подсистем, входящих в вектор  $\Delta U_i$  и соответствующих вычисленным на предыдущем шаге значениям приращений граничных переменных.

Данный расчет производится для каждой подсистемы с помощью выполнения обратного хода по Гауссу в верхних строках системы уравнений (5) после предварительной подстановки в нее значений приращений граничных переменных, относящихся к данной подсистеме. Эти действия выполняются по расположенным в верхней части

системы уравнений (5) строкам трапецеидальной матрицы, которые соответствуют внутренним переменным подсистемы.

Значения приращений граничных переменных и внутренних переменных подсистем, полученные в пп. 6 и 7 данного алгоритма, полностью совпадают со значениями этих переменных, которые могут быть получены по базовому алгоритму (1) — (2), т.е. из решения системы уравнений для энергосистемы в целом.

**8.** Расчет модулей и фаз напряжений во внутренних узлах на следующей итерации в соответствии с общим выражением (2) и переход к п. 2 следующей итерации.

При реализации данного алгоритма как распределенного алгоритма, выполняемого в представленной выше системе расчета и планирования режимов ЭЭС, общий процесс вычислений и передачи информации в программно-техническом комплексе (ПТК) «СУБЕРЕН С1» организуется следующим образом (рис. 2):

1. все действия, относящиеся к расчету внутренних переменных подсистем (см. п. 1, п. 3, п. 4, п. 5, п. 7), выполняются в распределенной системе одновременно на всех ЭВМ нижнего уровня, т.е. в параллельном режиме;
2. действия, относящиеся к формированию и решению СУС в п. 6, выполняются на ЭВМ верхнего уровня (сервере);
3. исходная информация, необходимая для решения задачи, передается в каждой подсистеме в соответствующую ЭВМ нижнего уровня;
4. из ЭВМ нижнего уровня в ЭВМ верхнего уровня

в процессе решения задачи передается информация о ФХ подсистем. Из ЭВМ верхнего уровня в каждую ЭВМ нижнего уровня на каждой итерации передается информация о подвекторе приращений граничных переменных, который относится к данной подсистеме.

Функции управления взаимодействием ЭВМ и передачи данных между ними при реализации представленного выше алгоритма в данной распределенной системе осуществляются средствами и процедурами «Территориально-распределенной вычислительной среды» (ТРВС), представленными в работе [6].

Архитектура ТРВС состоит из трех базовых компонентов: координирующего процесса, локального диспетчера, клиентской библиотеки и средств мониторинга. Взаимодействие компонентов ТРВС осуществляется по собственному протоколу, реализованному поверх протокольного стека TCP/IP, применяемого в глобальных ЭВМ-сетях.

ТРВС выполняет в данной системе следующие основные функции (рис. 3):

1. Отслеживание доступных вычислительных ресурсов с возможностью их динамического подключения и отключения.
2. Обмен между параллельными процессами задачи с адресацией на уровне логических номеров в пределах задачи.
3. Удаленный запуск параллельных процессов по событию запуска одного из них.

4. Мониторинг хода выполнения задачи с отслеживанием обменов данными между параллельными процессами и обнаружением логической некорректности в программировании информационных обменов.

В действующей версии ПТК «СУБЕРЕН С1» реализация распределенных вычислений в соответствии с описанным выше алгоритмом осуществляется программой, представляющей собой набор приложений (связок Net — MATLAB), одно из которых является сервером и управляет процессом вычислений, а другие

(клиенты) производят вычисления по команде сервера. Передача аргументов функций и возвращаемых значений производится путем вызовов клиентами методов серверного объекта в инфраструктуре Microsoft.NET Remoting. Объекты передаются по значению в канале HTTP, закодированные в формате SOAP.

Передача данных при функционировании разработанного распределенного программного комплекса может осуществляться с помощью средств локальной вычислительной сети, а также глобальной сети Интернет. Вопросы защиты передаваемой информации решаются при этом общеизвестными методами.

## ИСПЫТАНИЯ ПТК «СУБЕРЕН С1»

С целью определения основных свойств и проверки соответствия планируемому функциональным требованиям был проведен ряд испытаний данного программного обеспечения в локальных вычислительных сетях и в глобальной сети Интернет.

При использовании локальных вычислительных сетей испытания были проведены на кафедре вычислительных систем МЭИ (ТУ) [6]. В ходе данных испытаний были выполнены расчеты УР для ЭЭС, имеющих расчетные схемы, включающие 492 и 1430 узлов.

При проведении испытаний в глобальной сети Интернет две ЭВМ, выполняющие расчеты УР, находились в Москве (ФГУП ВЭИ) и одна ЭВМ в Астане (Национальный диспетчерский центр Системного оператора Казахстана).

В ходе данных испытаний были выполнены расчеты УР также для ЭЭС, имеющих расчетные схемы, включающие 492 и 1430 узлов. В тестовых схемах энергосистем, для которых проводились расчеты, были выделены три подсистемы (условные схемы ЭЭС Республики Казахстан, Российской Федерации и Республики Беларусь). Для проведения расчетов были выделены три стандартных (неспециализированных) ЭВМ, выполняющих функции расчета режимов подсистем. Одна из ЭВМ выполняла также функцию формирования и решения СУС (расчета режима граничных узлов подсистем).

Программы проведения указанных выше испытаний включали в себя следующие проверки и тесты:

- инсталляция программного обеспечения на ЭВМ

## ФУНКЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕМ ЭВМ И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ МЕЖДУ НИМИ

Исходная информация, необходимая для решения задачи, передается в каждой подсистеме в соответствующую ЭВМ нижнего уровня



Все действия, относящиеся к расчету внутренних переменных подсистем (см. п. 1, п. 3, п. 4, п. 5, п. 7), выполняются в распределенной системе одновременно на всех ЭВМ нижнего уровня, т.е. в параллельном режиме



Из ЭВМ нижнего уровня в ЭВМ верхнего уровня в процессе решения задачи передается информация о ФХ подсистем



Действия, относящиеся к формированию и решению СУС в п. 6, выполняются на ЭВМ верхнего уровня (сервера)



На каждой итерации из ЭВМ верхнего уровня в каждую ЭВМ нижнего уровня передается информация в подвекторе приращений граничных переменных, который относится к данной подсистеме

Рис. 2

верхнего уровня и ЭВМ нижнего уровня;

- ввод исходных данных на ЭВМ верхнего уровня и ЭВМ нижнего уровня;
- проверка работы сетевых функций взаимодействия ЭВМ;
- проверка завершения итерационного распределенного расчета УР энергообъединения;
- сравнение результатов централизованного и распределенного расчета режима энергообъединения.

Для организации экспериментального исследования в рамках ПТК «СУБЕРЕН С1» к средствам вычислительной техники и стандартному программному обеспечению были предъявлены следующие требования:

- Аппаратная составляющая: процессор не ниже Intel Pentium 4 (в крайнем случае, Celeron) или совместимый, 256 Mb памяти или выше.
- Операционная система: Microsoft Windows 2003 Server (любая версия), Windows XP Pro. В качестве операционной системы возможно также использование Windows 2000 при условии обеспечения поддержки NET FrameWork.
- Дополнительное программное обеспечение: Microsoft.NET Framework 2.0, Microsoft IIS 5.x или 6.x.
- Доступ: FTP (File Transfer Protocol) — доступ к каталогу, где находятся файлы IIS. Также была реализована возможность удаленно администрировать его либо через консоль управления ММС, либо с помощью подключения

к удаленному рабочему столу (Remote Desktop).

В ПТК «СУБЕРЕН С1» используется общепринятая база данных для аналогичных программ расчета установившихся режимов (МУСТАНГ, РАСТР и др.). Схема замещения сети была сформирована с учетом следующих условий:

- для линии электропередачи использована П-образная схема замещения, где шунтами моделируется поперечная емкостная проводимость линии;
- для моделирования двухобмоточных трансформаторов использована Г-образная схема замещения при задании комплексных коэффициентов трансформации;
- трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы представлены тремя трансформаторными

ми ветвями со средней точкой (схема замещения «звезда»);

- БСК и реакторы представлены проводимостями, включенными между заданным узлом расчетной схемы сети и землей;
- генераторы представлены узлами (типа PU или PQ) по выбору технолога. В первом случае производится учет ограничений по реактивной мощности;
- потребители представлены узлами PQ-типа, зависимость потребления от напряжения задается с помощью статических характеристик нагрузок (СХН).

Все ветви представлены в двух состояниях «Включено» и «Отключено», последнее соответствует двухстороннему отключению ветви. Односторонние отключения ветвей в модели не рассматривались, потери ВЛ на корону не учитывались.

## ПРОЦЕСС ВЫЧИСЛЕНИЙ И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ В ПТК

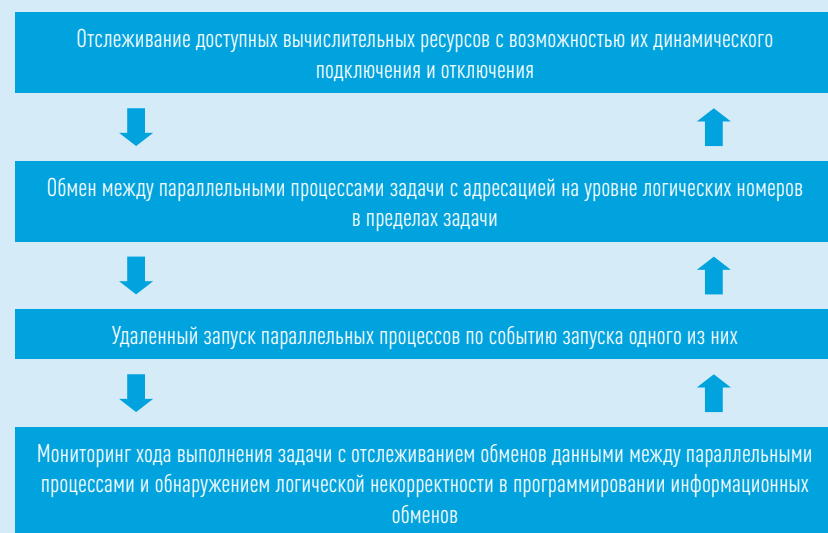


Рис. 3

В результате проведения всех указанных выше испытаний было установлено следующее:

1. все операции, включающие установку программного обеспечения и ввод исходных данных в ЭВМ нижнего и верхнего уровней, а также проверку сетевых функций взаимодействия ЭВМ, успешно выполнены;
2. итерационные распределенные процессы расчета УР энергообъединений во всех испытаниях успешно выполнены и завершены;
3. полное число итераций, необходимое для получения решения, составляло 9 итераций для схемы с 492 узлами и 5 итераций для схемы с 1430 узлами;
4. общее время функционирования распределенной системы, включающее настройку системы и проведение итерационного вычислительного процесса, составило от 9 до 21 с соответственно для указанных выше схем.

Сравнение результатов централизованных расчетов, проводимых по программам МУСТАНГ и РАСТР для энергообъединения в целом, и распределенных расчетов, проводимых на испытываемом ПТК, показало, что во всех случаях, когда математические модели элементов системы в сравниваемых вариантах являются одинаковыми, совпадение результатов расчетов (модули и фазы напряжений в узлах) является полным.

Подчеркнем, что при проведении сравнительного расчета для схемы с 1430 узлами на распределенном ПТК и по программе РАСТР нагрузки были представлены статическими характеристиками, а также учиты-

вались комплексные коэффициенты трансформации. Следует особо отметить, что процедуры настройки распределенной системы при ее работе в вычислительной сети выполняют функцию автоматизации взаимодействия между центрами управления энергосистем, что позволяет значительно экономить время при решении задач координации управления в энергообъединении.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведенное исследование подтверждает, что разработанная распределенная система обеспечивает возможность совместного решения задач расчета и планирования режимов больших энергообъединений центрами управления входящих в него энергосистем. В данной системе ЭВМ, находящиеся в центрах управления энергосистем, выполняют расчет режимов соответствующих энергосистем, а ЭВМ верхнего уровня рассчитывает режим граничных узлов.
2. Результаты расчетов установившихся режимов энергообъединений, выполненные при одинаковом представлении элементов энергосистем в распределенной системе и в централизованной системе, полностью совпадают.
3. Сходимость итерационных процессов расчетов установившихся режимов энергообъединений в распределенной системе идентична сходимости этих процессов в централизованной системе, выполняющей расчет

режимов по базовому алгоритму Ньютона — Рафсона.

4. Передача данных между ЭВМ, установленными в центрах управления энергосистем, и ЭВМ верхнего уровня, которая должна выполняться в процессе расчета режимов энергообъединений в распределенной системе, может эффективно осуществляться с помощью технических средств глобальной сети Интернет.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Суханов О.А., Шаров Ю.В. Иерархические модели в анализе и управлении режимами электроэнергетических систем. М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
2. Суханов О.А. Распределенная система расчета, планирования и управления режимами больших электроэнергетических систем // Известия Академии наук, Энергетика. 2011. № 4. С. 17–23.
3. Королев М.Л., Макеечев В.А., Суханов О.А., Шаров Ю.В. Оптимизация режимов электроэнергетических систем на основе принципов функционального моделирования // Электричество. 2006. № 3. С. 2–16.
4. Система управления режимами электроэнергетических систем. (Макеечев В.А., Суханов О.А.) Патент РФ № 2270469, 2006. Бюллетень № 5.
5. System for dispatching and controlling of generation in large-scale electric power systems (V.A. Makeechev, Y.V. Sharov, O.A. Soukhanov) U.S. Patent № 7489 989, 2009.
6. Дзегеленок И.И., Ильин П.Е. Проект глобально распределенной мультимедийной среды для реализации декомпозиционных моделей управления // Труды II Международной конференции «Параллельные вычисления и задачи управления», Москва, 2006. С. 25–28.