

ИНФОРМАТИКА И ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ И УПРАВЛЕНИЕ В ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

УДК 621.311

Н. В. Радоман, аспирант (БГТУ);**О. И. Александров**, кандидат технических наук, доцент (БГТУ)

МИНИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТРАНСПОРТ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ АВТОНОМНОЙ И ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ В СОСТАВЕ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ

В статье рассмотрены проблемы минимизации технологического расхода электроэнергии на транспорт в электрических сетях энергосистемы. Сформулированы зависимости для поиска минимума целевой функции стоимости суммарных потерь в энергосистеме при автономной и параллельной работе в составе энергообъединения. При поиске оптимальных значений мощностей генераторов учитывалось различие стоимости электроэнергии в энергосистемах. Приведен расчет сложно-замкнутой сети энергосистемы с использованием полученных выражений.

The paper considers the problem of minimizing technological expense of electricity on transport in electric networks in the power supply system. Dependences for search of a minimum of objective function of cost of total losses in a power supply system for autonomous and parallel operation as a part of power association are formulated. Different cost of electricity in power supply systems is taken into account by search of optimum values of generators' power. The calculation of the difficult-closed power supply system using the received expressions is given.

Введение. В связи с острой проблемой обеспечения объединенной энергосистемы (ОЭС) Республики Беларусь энергоресурсами основной задачей является рациональное их использование с учетом получения электроэнергии (ЭЭ) из смежных, избыточных по мощности энергосистем. Поэтому при взаимодействии энергосистем с учетом передачи мощности по высоковольтным межсистемным линиям электропередач (ЛЭП) важным аспектом является минимизация технологического расхода ЭЭ на транспорт в электрических сетях.

В настоящее время в ОЭС потери ЭЭ постепенно сокращаются за счет усовершенствования методики учета технологических потерь и повышения эффективности технической эксплуатации основного электрооборудования. На рис. 1 представлена динамика изменения значений потерь электроэнергии (%) с 1997 по 2008 г. по данным US Energy Information Administration, International Energy Statistics для нескольких государств (в данном случае значение потерь определялось как отношение Electricity Distribution Losses (BKh) и Total Electricity Net Generation (BKh)) [1]. Среди представленных стран Республика Беларусь име-

ет средние показатели, и потому для наиболее рационального использования топливно-энергетических ресурсов существует необходимость дальнейшего сокращения потерь ЭЭ.

Основная часть. Рассмотрение и учет технологического расхода ЭЭ необходимо разделить на несколько составляющих, часть из которых остается условно-постоянной, так как обусловлена конструктивными особенностями линии электропередач, ее состоянием, погодными условиями, а часть зависит от потокораспределения в электрической сети: степени загрузки ЛЭП и влияния межсистемных потоков мощности [2, с. 322]. К условно-постоянной части потерь относятся:

1) суммарные потери энергии в стали силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов (ΔP^{TP} , ΔP^{ATP} , ΔP^P);

2) суммарные потери в измерительных трансформаторах тока и напряжения и их вторичных цепях ($\Delta P^{ИЗМ}$);

3) потери в синхронных компенсаторах и генераторах, переведенных в режим синхронного компенсатора ($\Delta P^{C.K.}$, ΔP^G);

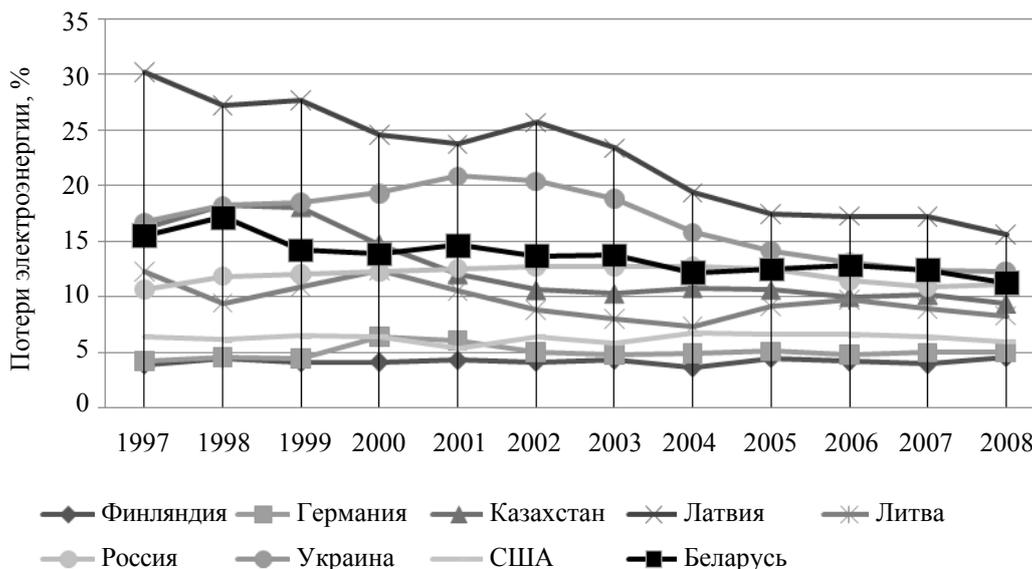


Рис. 1. Изменение потерь электроэнергии за 1997–2008 гг.

4) потери в шунтовых конденсаторных батареях ($\Delta P^{к.б}$);

5) расход электроэнергии на собственные нужды подстанций ($\Delta P^{сн}$).

В этом случае величина условно-постоянных потерь составит:

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P^{\text{тр}} + \Delta P^{\text{атр}} + \Delta P^{\text{р}} + \Delta P^{\text{изм}} + \Delta P^{\text{к.к}} + \Delta P^{\text{г}} + \Delta P^{\text{к.б}} + \Delta P^{\text{сн}}. \quad (1)$$

При поиске оптимального режима работы ОЭС представляет интерес только переменная составляющая потерь, влияя на которую можно добиться их снижения. Условие минимума технологического расхода энергии на транспорт в электрических сетях можно представить следующим образом:

$$\sum_{i=1}^{24(48)} \alpha_1 Y_1(\Delta P) \rightarrow \min, \quad (2)$$

где α_1 – весовой корректирующий коэффициент, определяемый на основании экспертных оценок; $Y_1(\Delta P)$ – функция стоимости суммарного технологического расхода ЭЭ на транспорт в электрических сетях.

При анализе данного вопроса следует выделить два возможных режима работы ЭС:

- автономная работа ЭС;
- параллельная работа ЭС (наличие межсистемных и межгосударственных перетоков мощности).

Рассмотрим режим автономной работы ЭС. Для данного случая будем учитывать в расчетах только потери активной мощности, которые могут быть записаны в общем виде

$$\Delta P = \frac{S^2}{U_{\text{ср}}^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ср}}^2} R, \quad (3)$$

где S – величина потока полной мощности в ЛЭП; $U_{\text{ср}}$ – среднее значение напряжения в сети; R – активное сопротивление ЛЭП; P – активная мощность в ЛЭП; Q – реактивная мощность в ЛЭП.

Таким образом, суммарные нагрузочные потери в ЭС [3, с. 227]:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} R_i, \quad (4)$$

где $i = 1, \dots, n$ – номер линии электропередач (ЛЭП), для которой находят величину потерь.

Поскольку включенные в данный момент линии остаются в работе, то R_i не влияет на величину нагрузочных потерь. Для рассмотрения возможности их снижения следует варьировать, в основном, величины P_i и Q_i , так как изменять напряжение в сети в достаточно больших пределах нежелательно. Поэтому в качестве значения напряжения на данном этапе можно принять среднее его значение $U_{\text{ср}}$.

При выполнении такого расчета необходимо учитывать основные ограничения:

1) баланс мощности в ЭС, который должен выполняться в любой момент времени:

$$\sum P_i^{\text{ген}} = \sum P_j^{\text{н}} + P^{\text{экс}} - P^{\text{имп}} + \Delta P,$$

где $P_i^{\text{ген}}$ – мощность, вырабатываемая i -м источником ЭЭ; $P_j^{\text{н}}$ – мощность, потребляемая j -й нагрузкой; $P^{\text{экс}}$ – мощность, экспортируемая из ЭС; $P^{\text{имп}}$ – мощность, импортируемая в ЭС; ΔP – потери мощности в ЭС;

2) ограничения по пропускной способности ЛЭП:

$$P_i^{\text{в}} \leq P_i^{\text{в max}},$$

где P_i^B – мощность i -й ЛЭП; $P_i^{B \max}$ – максимальная активная мощность, которую можно передать по i -й ЛЭП с учетом технических ограничений;

3) при рассмотрении величины потерь в сети следует учитывать характеристики оборудования, которое невозможно ввести в работу/остановить мгновенно, а также включить сразу же после останова.

Тогда при условии выполнения вышеприведенных ограничений, варьируя значения P_i и Q_i для электростанций (а в идеальном случае и для потребителей-регуляторов), можно будет найти минимум нагрузочных потерь для ЭС. Для того чтобы использовать уравнение (4) при поиске значения выражения (2), необходимо привести все его элементы к эквивалентному виду. Поскольку в дальнейшем при поиске оптимального режима работы ЭС появится необходимость учитывать одновременно несколько энергетически несопоставимых ресурсов (суммарный расход топлива на электростанциях в ЭС, суммарное отклонение величин перетоков мощности от запланированных значений, наименьший в течение суток фактический резерв активной мощности в ЭС, показатель системной надежности и т. п.), то наиболее объективные результаты могут быть получены при количественном их выражении по единому экономическому эквиваленту. В настоящее время удобнее расчеты проводить в денежном выражении, поэтому функция стоимости суммарного технологического расхода ЭЭ на транспорт в электрических сетях преобразуется к следующему виду:

$$Y_1 = C \sum_{l=1}^{24(48)} \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{cp}^2} R_i t, \quad (5)$$

где C – стоимость ЭЭ в рассматриваемой ЭС; t – промежуток времени, в течение которого все параметры сети считаются условно-постоянными (в данном случае – час либо полчаса); $l = 1, \dots, 24$ (48) – номер интервала времени (часовой, получасовой); $i = 1, \dots, n$ – номер ЛЭП.

Иными словами, для каждого часа при кратковременном планировании режимов работы ЭС необходимо найти оптимальное распределение суммарной нагрузки энергосистемы между основными электростанциями таким образом, чтобы выражение (2) было минимальным. Для первоначального приближения примем коэффициент α_1 равным единице.

На рис. 2 приведен пример схемы сложно-замкнутой сети, состоящей из 10 узлов и 18 ветвей. Узлы 1, 4–10 входят в состав энергосистемы 1, а узлы 2 и 3 представляют собой узлы из энергосистем 2 и 3 соответственно. Следовательно, линии 2-7, 2-8, 2-9, 3-5, 3-9, 3-10 являются межсистемными и для случая автономной работы энергосистемы будут считаться отключенными.

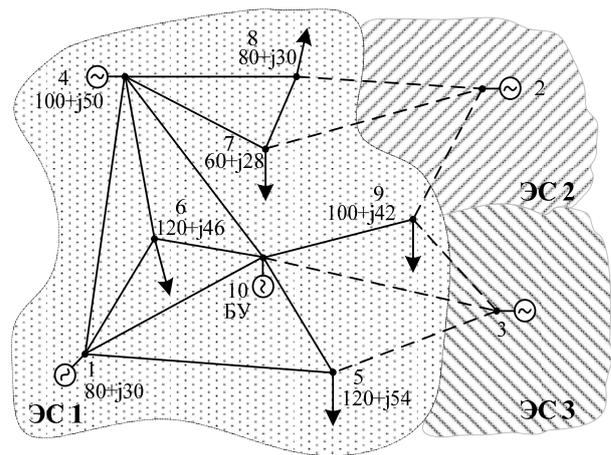


Рис. 2. Схема сложно-замкнутой ЭС для случая автономной работы

Номинальное напряжение в ЭС – 110 кВ. Параметры ЛЭП представлены в табл. 1.

Расчет режима и поиск таких значений мощности генераторов, чтобы значения технологического расхода ЭЭ при транспорте в электрических сетях энергосистемы 1 (ЭС 1) при автономной работе были минимальны, производились с помощью программы в среде Matlab. Полученные значения были проверены с помощью эталонной программы Rastr. Таким образом, задача поиска оптимальных значений мощностей генераторов ЭС, при которых значения потерь ЭЭ в сети будут минимальны, сводится к задаче нелинейного программирования, когда целевая функция может быть представлена следующим образом:

$$F = \frac{1}{U_{cp}^2} C \sum_{i=1}^n (P_{vi}^2 + Q_{vi}^2) R_i, \quad (6)$$

где P_{vi} – активная мощность i -й ЛЭП; Q_{vi} – реактивная мощность i -й ЛЭП.

Иначе говоря, необходимо найти оптимум для функции многих переменных $P_i^{ген}$ при соблюдении двухсторонних ограничений в виде минимальных и максимальных значений генерации электростанций:

$$P_{\min i}^{ген} \leq P_i^{ген} \leq P_{\max i}^{ген}. \quad (7)$$

При решении задачи оптимизации используется один из методов нелинейного программирования – метод барьерных функций, при котором вводится запрет на выход оптимизируемых величин за границы их допустимых значений. Выбор данного метода был обусловлен тем, что он подходит как для решения задач небольшой размерности (как рассматриваемый расчет сложно-замкнутой схемы в примере), так и для крупномасштабных энергосистем, массивы данных для которых имеют разреженный характер.

Таблица 1

Параметры ЛЭП для расчетной схемы

Номер линии	R, Ом	X, Ом	Номер линии	R, Ом	X, Ом
1-4	16	28	3-10	2	10
1-5	9	22	4-6	9	14
1-6	6	21	4-7	3	9
1-10	10	26	4-8	7	16
2-7	12	20	4-10	2	8
2-8	6	14	5-10	8	24
2-9	5	16	6-10	7	14
3-5	4	12	7-8	9	15
3-9	6	15	9-10	5	16

Алгоритм программного расчета состоит из следующих этапов:

1) запускается файл чтения данных, в котором содержатся все параметры рассчитываемой схемы;

2) задаются минимальные и максимальные величины мощности генераторов, участвующих в процессе оптимизации, и вектор их заданных значений в качестве начального приближения;

3) с помощью метода внутренней точки проводится поиск оптимальных компонентов вектора $\mathbf{P}^{\text{ген}}$, найденные значения используются для уточненного расчета режима ЭС:

– первоначальные значения мощностей узлов корректируются с помощью учета зарядных мощностей ЛЭП:

$$Q_i = \frac{1}{2} U_{\text{cp}}^2 \sum_{j=1}^m y_{ij}, \quad (8)$$

где Q_i – реактивная мощность i -го узла, которая обусловлена зарядной мощностью инцидентных этому узлу линий, имеющих емкостные поперечные проводимости; U_{cp} – среднее напряжение в сети; y_{ij} – емкостная проводимость линии i - j ; m – число инцидентных этому узлу ветвей;

– выполняется операция разнесения потерь мощности в линии по ее концам:

$$\begin{aligned} \Delta S_i &= \frac{1}{2} \Delta S_k, \\ \Delta S_j &= \frac{1}{2} \Delta S_k, \end{aligned} \quad (9)$$

где i и j – номера начального и конечного узлов k -й линии соответственно;

– производится коррекция узловых мощностей в узлах i и j :

$$\begin{aligned} S'_i &= S_i + \Delta S_i, \\ S'_j &= S_j + \Delta S_j; \end{aligned} \quad (10)$$

– уточняется значение зарядной мощности в узлах:

$$Q'_i = \frac{1}{2} U_{yi}^2 \sum_{j=1}^m y_{ij}, \quad (11)$$

где U_{yi} – вычисленное значение напряжения в i -м узле;

– уточняется значение узловой мощности в i -м узле:

$$S''_i = S'_i - jQ_i + jQ'_i, \quad (12)$$

где Q_i – первоначальное значение узловой зарядной мощности; Q'_i – уточненное значение зарядной мощности;

4) вычисляются значения параметров режима ЭС, величина технологического расхода ЭЭ на транспорт в сети с помощью выражения (4) и соответствующее значение функции стоимости потерь электроэнергии, согласно выражению (5).

После расчета получают оптимальные значения мощностей генераторов ЭС 1 (рис. 3).

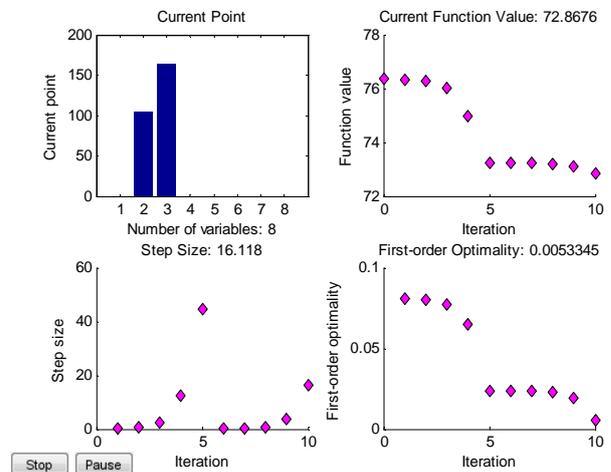


Рис. 3. Результат расчета схемы сложно-замкнутой ЭС для случая автономной работы

В табл. 2 приведены значения потерь в сети за 1 ч, в течение которого параметры ЭС приняты условно-постоянными, для заданных значений мощности (номер расчета 1) и для рассчитанных оптимальных значений (номер расчета 2) стоимость ЭЭ принята равной 3,5 цента (для ЭС 1). Мощность первой электростанции может изменяться в пределах 50–160 МВт, а второй – от 50 до 200 МВт.

Таблица 2

Изменение потерь мощности в ЛЭП ЭС 1 при автономной работе

Номер расчета	P_1 , МВт	P_4 , МВт	ΔP_{Σ} , МВт	Y_1 , цент
1	80	100	18,04	63,15
2	105,5	164	17,68	61,88

Таблица 3

Изменение потерь мощности в ЛЭП ЭС 1 при параллельной работе

Номер расчета	P_1 , МВт (ЭС 1)	P_4 , МВт (ЭС 1)	P_2 , МВт (ЭС 2)	P_3 , МВт (ЭС 3)	ΔP_{Σ} , МВт (ЭС 1)	Y_1 , у.е. (ЭС 1)
1 ($C_1 - 3,5$ цента, $C_2 - 5$ центов, $C_3 - 4$ цента)	80	100	60	80	11,47	42,82
2 ($C_1 - 3,5$ цента, $C_2 - 5$ центов, $C_3 - 4$ цента)	72,8	120,4	72,7	80,4	11,15	42,02
3 ($C_1 - 3,5$ цента, $C_2 - 4$ цента, $C_3 - 5$ центов)	80	100	60	80	11,47	43,65
4 ($C_1 - 3,5$ цента, $C_2 - 4$ цента, $C_3 - 5$ центов)	78,4	112,2	86,4	67,2	11,12	42,26

Таким образом, для данной схемы выигрыш при перераспределении нагрузок генераторов электростанций 1 и 4 в течение рассматриваемого интервала времени (1 ч) составляет 0,36 МВт или 1,27 у.е.

Сначала рассмотрим случай межсистемных перетоков (МП) мощности при покупке/продаже ЭЭ. При анализе МП мощность большую роль играют договорные обязательства, которые регламентируют стоимость ЭЭ, коэффициент неравномерности ее поставки в часы минимума и максимума, а также принцип учета технологического расхода ЭЭ на транспорт в электрических сетях.

Прежде всего, при появлении межсистемного перетока мощности в формулу (3) вносятся следующие изменения:

$$Y_1 = \sum_{i=1}^{24(48)} \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{cp}^2} R_i t C_i, \quad (13)$$

так как стоимость ЭЭ в разных энергосистемах различна и больше не является постоянной величиной.

При поиске оптимальных значений мощности генераторов и мощности, покупаемой в других энергосистемах, необходимо учитывать не только величину технологического расхода ЭЭ на транспорт в электрических сетях, но и различную стоимость ЭЭ для разных ЭС и для разных часов ее покупки. В этом случае также можно добиться снижения исследуемого показателя.

При отнесении потерь ЭЭ на принимающую сторону возможны следующие варианты:

– при полном учете потерь принимающей стороной в качестве R_i берется полное сопротивление межсистемной ЛЭП;

– при полном отнесении потерь на передающую сторону для соответствующей линии R_i будет равно нулю;

– при пропорциональном распределении затрат на потери ЭЭ выражение (12) преобразуется к виду

$$Y_1 = \sum_{i=1}^{24(48)} \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{cp}^2} k_i R_i t C_i, \quad (14)$$

где $k_i = \frac{L_{прини}}{L_{ЛЭПi}}$ – коэффициент учета потерь ЭЭ

в i -й ЛЭП для принимающей ЭС; здесь $L_{прини}$ – длина ЛЭП, которая относится к принимающей ЭС, км; $L_{ЛЭПi}$ – общая длина i -й ЛЭП, км;

$k_i = 1 - \frac{L_{прини}}{L_{ЛЭПi}}$ – коэффициент учета потерь ЭЭ в

i -й ЛЭП для передающей ЭС.

В случае учета межсистемного транзита мощности в результате изменения потоков распределения потери могут как увеличиваться, так и уменьшаться. Наиболее целесообразно рассчитать нагрузочные потери сначала для режима без учета транзита ЭЭ и с учетом добавления транзитных перетоков. Затем следует сравнить эти значения и проанализировать влияние межсистемного транзита мощности на ЭС.

Рассмотрим случай пропорционального отнесения потерь мощности в межсистемных ЛЭП для энергосистемы 1. Рамки изменения мощности электростанций 1 и 4 при проведении оптимизации остаются такие же, как в предыдущем случае, для электростанций 2 и 3 мощность генераторов может изменяться в пределах 50–150 МВт.

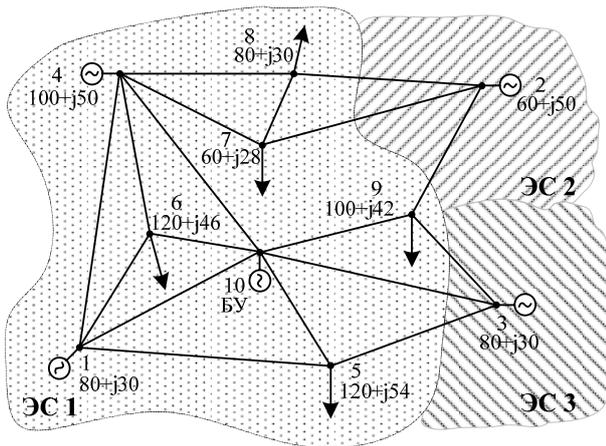


Рис. 4. Схема сложно-замкнутой ЭС для случая параллельной работы

На рис. 4 представлена ЭС 1, но с подключенными к ней с помощью межсистемных ЛЭП энергосистемами 2 и 3.

В табл. 3 (см. на с. 111) приведены значения потерь для заданных значений мощности (номер расчета 1) и для рассчитанных оптимальных значений (номер расчета 2) при стоимости электроэнергии для ЭС 1, равной 3,5 цента, для ЭС 2 – 5 центов, для ЭС 3 – 4 цента; и заданные и оптимальные значения потерь, когда стоимость ЭЭ в ЭС 1 – 3,5 цента, ЭС 2 – 4 цента, ЭС 3 – 5 центов (номер расчета 3 и 4 соответственно), а также соответствующие значения функции стоимости потерь ЭЭ в электрических сетях при указанных ценах ЭЭ в данных энергосистемах.

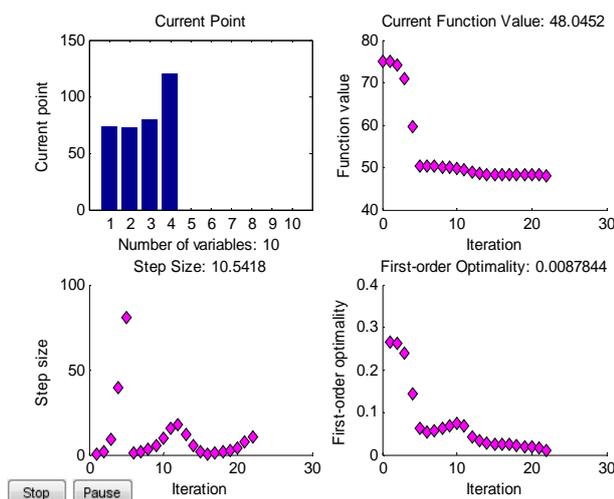


Рис. 5. Результат расчета схемы сложно-замкнутой ЭС для случая параллельной работы (номер расчета 2)

После расчета мы получаем оптимальные значения мощностей генераторов, относящихся к энергосистемам 1, 2 и 3. Результаты расчета в графическом виде представлены на рис. 5.

Таким образом, для данной схемы выигрыш при перераспределении генерации электростанций 1 и 4 и межсистемных перетоков мощности от энергосистем 2 и 3 в течение рассматриваемого часа составляет для первого случая – 0,8 у.е., а для второго – 1,39 у.е.

Заключение. На основании приведенных рассуждений и расчетов можно сделать вывод, что потери при параллельной работе энергосистем, как правило, значительно ниже, чем для случая автономной работы энергосистемы. Учет стоимости электроэнергии в различных энергосистемах при поиске минимума технологического расхода ЭЭ в электрических сетях приводит к существенному изменению распределения генерации электростанций и значений межсистемных перетоков мощности. Для проведения расчетов была написана программа в среде Matlab для поиска такого распределения мощностей электростанций, чтобы потери мощности в сети были минимальны, и последующего расчета установившегося режима на основе полученных значений генерации электростанций.

Выполненное исследование позволяет более широко и всесторонне решать важную триедную задачу – бесперебойное электроснабжение промышленных и бытовых потребителей, обеспечение максимально возможной экономичности работы собственных генерирующих мощностей, а также одновременное выполнение договорных графиков сальдо-перетоков электроэнергии.

Литература

1. US Energy Information Administration, International Energy Statistics, 1997–2008 [Electronic resource]. – Mode of access: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=9&cid=AR,AM,AU,AJ,BO,BE,BR,BU,CA,CH,EZ,DA,EN,FI,FR,GM,HU,IC,EL,IS,IT,JA,KZ,KG,LG,LH,MD,NL,NO,PL,RS,SW,TL,UP,UK,US,UZ,VE,&syid=1996&eyid=2008&unit=BKWH>. – Date of access: 15.12.2011.

2. Дарманчев, А. К. Основы оперативного управления энергосистемой / А. К. Дарманчев. – Л.: Воен. издат., 1960. – С. 396.

3. Идельчик, В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем / В. И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат., 1988. – С. 288.

Поступила 02.03.2012