

**ПРИМЕНЕНИЕ ДВУХЭТАПНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ В МОДЕЛИ  
ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИ ОЦЕНКЕ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС**

**Якубовский Дмитрий Викторович**

Аспирант, инженер, e-mail: [dmitrii\\_iakubovskii@isem.irk.ru](mailto:dmitrii_iakubovskii@isem.irk.ru)

**Крупенёв Дмитрий Сергеевич**

К.т.н., с.н.с., e-mail: [krupenev@isem.irk.ru](mailto:krupenev@isem.irk.ru)

**Бояркин Денис Александрович**

Аспирант, инженер, e-mail: [denisboyarkin@isem.irk.ru](mailto:denisboyarkin@isem.irk.ru)

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

664130 г. Иркутск, ул. Лермонтова 130, Иркутский национальный исследовательский  
технический университет 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова 83

**Аннотация.** Постоянные изменения и развитие электроэнергетических систем ведет к их усложнению и укрупнению. В связи с этим, существующие модели и программные комплексы, позволяющие рассчитывать надежность таких систем, могут работать неэффективно с точки зрения времени расчета, точности и адекватности результатов. Для получения объективной информации был проведен анализ ряда существующих моделей минимизации дефицита мощности при решении задач оценки балансовой надежности. В материалах данной статьи отражены результаты исследований моделей на наличие физически неверного распределения перетоков мощности между узлами, наличия двусторонних перетоков, доказано существование множества оптимальных решений, протестирован существующий подход, в котором учитывается адекватное распределение перетоков мощности. В качестве решения вышеописанных проблем были предложены дополнительные ограничения по перетокам, а также двухэтапный способ оптимизации потокораспределения, что в конечном итоге разрешило все найденные проблемы.

**Ключевые слова:** надежность, минимизация дефицита мощности, двухэтапная модель потокораспределения, методы оптимизации.

**Цитирование:** Якубовский Д.В., Крупенев Д.С., Бояркин Д.А. Применение двухэтапной оптимизации в модели потокораспределения при оценке балансовой надёжности ЭЭС // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2019. № 1 (13). С. 85–95. DOI: 10.25729/2413-0133-2019-1-07

**Введение.** Электроэнергетика является одной из базовых отраслей для благополучного развития и функционирования экономики и должна отвечать требованиям потребителей электроэнергии по обеспечению надежности электроснабжения. Надежность – важное комплексное свойство электроэнергетической системы (ЭЭС), заключающееся в способности поставлять электроэнергию потребителям в нужном объеме, в нужное время и требуемого качества. Для обеспечения необходимого уровня надежности ЭЭС на этапе планирования развития и ее непосредственной работы, требуется своевременно оценивать

надежность ЭЭС и применять корректировки по управляющим воздействиям и планам ввода новых и вывода устаревших элементов системы.

Текущая ситуация такова, что по мере развития ЭЭС происходит укрупнение систем, растет количество генерирующих и связующих элементов ЭЭС. Это, в свою очередь, диктует требования к развитию вычислительных инструментов оценки надёжности ЭЭС, так как тенденции, изложенные выше, приводят к снижению вычислительной эффективности (в рамках затрачиваемого времени и достоверности расчетов) в процессе оценки надежности ЭЭС из-за использования «устаревших» методов и алгоритмов.

Существует ряд программно-вычислительных комплексов (ПВК) оценки балансовой надёжности ЭЭС. Модель «MEXICO» (EDF, Франция) [9, 7], модель «SECRET» (ENEL, Италия) [9, 5], Модель «COMREL» (University of Saskatchewan, Канада) [12, 6], Модель «ПОТОК-3» (СЭИ СО РАН) [3], однако данные модели были выведены из дальнейшей эксплуатации и на данный момент не поддерживаются. Стоит отметить, что тематика оценки балансовой надёжности остается актуальной и развивающейся, поэтому продолжают поддерживаться, развиваться, приобретать популярность и использоваться для оценки в современных энергосистемах такие модели и разработки, как: GE «MARS» [10], GridView [13], MARELI [11], PLEXOS [13], модель ОРИОН / ОРИОН-М (Коми научный центр) [4], модель ЯНТАРЬ (ИСЭМ СО РАН) [2].

Необходимо заметить, что в большинстве описанных ПВК используется методика, основанная на методе Монте-Карло [2]. В рамках данной методики, основанной на методе Монте-Карло, используются различные математические модели оптимального потокораспределения ЭЭС с отличающимися постановками и методами решения [14]. Методика оценки балансовой надёжности ЭЭС на основании метода Монте-Карло включает в себя три основных блока:

- 1) Вероятностный блок, в котором проводится формирование состояний ЭЭС со случайным образом выключенными или включенными в работу элементами.
- 2) Блок расчета дефицита мощности, в котором осуществляется минимизация дефицита мощности для каждого сформированного состояния ЭЭС.
- 3) Блок вычисления показателей надёжности ЭЭС, в котором обрабатывается и анализируется вся накопленная информация (результат работы первых блоков) и вычисляются такие показатели балансовой надёжности, как: вероятность безотказной (бездефицитной) работы, математическое ожидание (м.о.) дефицита мощности в ЭЭС, м.о. недоотпуска электроэнергии и др.

Основой рассматриваемой методики является второй блок, отвечающий за расчет дефицита мощности состояний ЭЭС. Качество результатов, в том числе скорость и точность расчета, возможность решения задач с растущим количеством переменных, зависит от применяемого метода оптимизации и правильности математической модели. В конечном итоге, даже минимальные затруднения или задержки в вычислениях приводят к увеличению времени, затрачиваемого на решение всей задачи. Таким образом, необходимо стремиться к минимальному времени решения задачи минимизации дефицита мощности ЭЭС.

На сегодняшний день также рассматривается недавно разработанный программно-вычислительный комплекс «Надежность» в котором применяется вышеописанная методика и проводятся численные эксперименты разрабатываемых авторами подходов. В рамках

данного ПВК исследуются различные методы оптимизации с целью оценки эффективности, а также выявления методов, способных решать задачи с большим количеством переменных.

В данной статье основное внимание уделяется рассмотрению модели минимизации дефицита мощности, в которой учитываются квадратичные потери мощности в связях, соответствие данной модели реальным физическим процессам, применение различных подходов и методов оптимизации, а именно: совокупности метода штрафных функций и метода градиентного спуска.

**Постановка задачи.** Задача минимизации дефицита мощности формулируется следующим образом: для известных значений работоспособных генераторных мощностей, требуемых уровней нагрузок потребителей, пропускных способностей связей ЭЭС и коэффициентов потерь мощности в связях ЭЭС необходимо определить оптимальное потокораспределение в ЭЭС [2]. Существует несколько видов моделей минимизации дефицита мощности, в данной статье будут рассмотрены применяемые модели. Далее представлена линейная постановка задачи:

Математически, проблема формулируется следующим образом:

$$\sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - y_i) \rightarrow \min, \quad (1)$$

при соблюдении балансовых ограничений:

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^n (1 - a_{ji})z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} = 0, i = 1, \dots, n, \quad (2)$$

А также ограничений на оптимизируемые переменные:

$$0 \leq y_i \leq \bar{y}_i, i = 1, \dots, n, \quad (3)$$

$$0 \leq x_i \leq \bar{x}_i, i = 1, \dots, n, \quad (4)$$

$$0 \leq z_{ij} \leq \bar{z}_{ij}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, \quad (5)$$

$$0 \leq z_{ji} \leq \bar{z}_{ji}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, \quad (6)$$

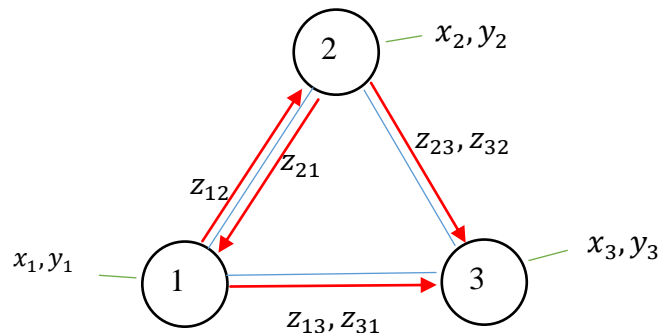
где:  $x_i$  - используемая мощность (МВт) в узле  $i$ ,  $\bar{x}_i$  - располагаемая генерирующая мощность (МВт) в узле  $i$ ,  $y_i$  - покрываемая в узле  $i$  нагрузка (МВт),  $\bar{y}_i$  - величина нагрузки в узле  $i$  (МВт),  $z_{ij}$  - поток мощности из узла  $i$  в узел  $j$  (МВт),  $\bar{z}_{ij}$  - пропускная способность ЛЭП между узлами  $i$  и  $j$  (МВт),  $z_{ji}$  - поток мощности из узла  $j$  в узел  $i$  (МВт),  $\bar{z}_{ji}$  - пропускная способность ЛЭП между узлами  $j$  и  $i$  (МВт)  $a_{ji}$  - заданные положительные коэффициенты удельных потерь мощности при ее передаче из узла  $j$  в узел  $i$ ,  $j \neq i$ ,  $i = 1, \dots, n$ ,  $j = 1, \dots, n$ .

Рассмотренная модель (1-6) является распространённой моделью потокораспределения в области оценки балансовой надежности, решение которой проводится путем минимизации дефицита мощности (1). Модель (1-6) представляет собой транспортную задачу. Для решения представленной задачи оптимизации, ввиду ее относительной простоты, в основном используется симплекс метод и двойственный симплекс метод в их разных вариациях. Однако, в [2] существует обоснованный вывод, что модель, где потери мощности зависят от квадрата передаваемой мощности, является более адекватной моделью. Для этого в модели (1-6) используются модифицированные балансовые ограничения, где заменены ограничения вида (2) на ограничения, представленные ниже:

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^n (1 - a_{ji}z_{ji})z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} = 0, i = 1, \dots, n. \quad (7)$$

Таким образом, поставленную задачу можно представить в двух формах – задачи линейного и нелинейного программирования. Вид задачи строго зависит от используемых балансовых ограничений формул (2), (7). Для решения задачи нелинейного программирования можно использовать различные методы условной и безусловной оптимизации. Однако, данную задачу невозможно решить стандартными методами безусловной оптимизации ввиду наличия различных ограничений типа равенств и неравенств, для этого требуется преобразовать целевую функцию и все ограничения в виде единой целевой функции. Например, для решения задачи в нелинейной постановке в комплексе ЯНТАРЬ использовались метод Лагранжа и различные вариации метода внутренних точек [1, 2].

В процессе исследований, представленные модели (1-6) и (1), (3-7) были протестированы с использованием тестовой схемы (ТС1). ТС1 представляет собой систему (рис. 1), состоящую из трёх узлов и трёх связей с топологией «кольцо». В качестве метода оптимизации применялась совокупность метода штрафных функций и метода градиентного спуска (ШФГС). В результате тестирования было получено решение, в котором оптимизированные переменные по перетокам  $z_{12}$  и  $z_{21}$  имели положительные значения, что говорит о несоответствии моделей (1-6) и (1), (3-7) физическим процессам.



**Рис. 1.** Схематичное представление распределения электроэнергии

Найденное решение содержало данные о наличии задействованных потоков (табл. 1), мощность в которых распределялась в обе стороны одновременно, что не соответствует физической действительности, т.к. каждая линия электропередачи в каждом конкретном режиме может работать только в одном направлении. Это говорит о том, что только одна переменная из перетоков  $z_{12}$  или  $z_{21}$ , отвечающих за одну связь, может принимать значение, не равное 0.

**Таблица 1.** Результаты теста, модель (1) – (8).

	$\bar{x}_1$	$\bar{x}_2$	$\bar{x}_3$	$\bar{y}_1$	$\bar{y}_2$	$\bar{y}_3$	$\bar{z}_{12}$	$\bar{z}_{21}$	$\bar{z}_{13}$	$\bar{z}_{31}$	$\bar{z}_{23}$	$\bar{z}_{32}$	
	158	109	83	91	98	201	10	10	10	10	10	10	
	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$y_1$	$y_2$	$y_3$	$z_{12}$	$z_{21}$	$z_{13}$	$z_{31}$	$z_{23}$	$z_{32}$	$a$
ШФГС	103,94	105,21	83	91	98	102	3,94	1	10	0	10	0	0,05

Для устранения данной проблемы было сформулировано дополнительное ограничение на перетоки:

$$z_{ji} * z_{ij} = 0, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, \quad (8)$$

Таким образом, ограничение (8) преобразовывает рассматриваемую задачу в корректную с точки зрения моделирования работы перетоков между узлами и изменяет модели (1-6) и (1), (3-9) к верным с точки зрения физики.

**Модели минимизации дефицита мощности в ЭЭС.** Задачи (1-6), (8) и (1), (3-8) представляют собой две математические модели минимизации дефицита мощности в ЭЭС, используемые при оценке балансовой надёжности. Модель (1-6), (8) учитывает линейные потери мощности при распределении потоков, а в модели (1), (3-8) квадратичные потери мощности при распределении потоков мощности. Однако, представленные модели имеют ряд проблем, которые в течение длительного времени решались путем модификации данных моделей и подходов к решению вышеописанных задач.

Одной из таких проблем является неправильное распределение мощности. Так, при тестировании моделей (1-6), (8) и (1), (3-8) возникает физически неверное распределение мощности по перетокам, при этом значение целевой функции определяется верно и является абсолютным минимумом. Например, вместо движения мощности по единственной связи в одном направлении (рис. 1), представленного переменной  $z_{13}$ , из профицитного узла 1 в дефицитный узел 3, задействуется дополнительный узел 2 и связи  $z_{12}$  и  $z_{23}$ , в чем нет прямой необходимости. Такое распределение «сквозь» дополнительный узел 2 расходует больше мощности т.к. при транспортировке учитываются потери во всех связях.

В качестве тестируемого примера использовалась ТС1, оптимизация проводилась ШФГС, модель (1-6), (8), дополнительно проводилось тестирование с помощью коммерческого решателя задач линейного программирования LP Solve [15].

Так же, исходя из полученных экспериментальных данных, можно предположить, что модель с квадратичными потерями, имеет множество оптимальных решений, что в свою очередь сказывается именно на распределении перетоков, при этом минимум целевой функции находится верно. Далее для подтверждения наличия множества решений были проведены дополнительные расчеты ТС1 с различными стартовыми точками, заданными для метода градиентного спуска. Результаты представлены ниже в (табл. 2), где номер в заголовке является порядковым номером эксперимента, первый столбец каждого эксперимента описывает значения параметров стартовой точки, во втором столбце представлены полученные решения.

**Таблица 2.** Результаты тестов мульти старта ШФГС

$a = 0,00009$			1	2	3	4	5					
$\bar{x}_1$	158	$x_1$	0	103,31	10	103.31	50	103.31	100	102.88	101	104.06
$\bar{x}_2$	109	$x_2$	0	105,68	10	105.686	50	105.68	100	106.11	108	104.939
$\bar{x}_3$	83	$x_3$	0	83	10	83	50	83	100	83	83	83
$\bar{y}_1$	91	$y_1$	0	91	10	91	50	91	100	91	91	91
$\bar{y}_2$	98	$y_2$	0	98	10	98	50	98	100	98	98	98
$\bar{y}_3$	201	$y_3$	0	103	10	103	50	103	100	103	102.99	103
$\bar{z}_{12}$	10	$z_{12}$	0	2,3156	10	2.315	50	2.3157	100	1.8873	10	3.06
$\bar{z}_{21}$	10	$z_{21}$	0	0	10	0	50	0	100	0	0	0
$\bar{z}_{13}$	10	$z_{13}$	0	10	10	10	50	10	100	10	10	10
$\bar{z}_{31}$	10	$z_{31}$	0	0	10	0	50	0	100	0	0	0
$\bar{z}_{23}$	10	$z_{23}$	0	10	10	10	50	10	100	10	0	10
$\bar{z}_{32}$	10	$z_{32}$	0	0	10	0	50	0	100	0	0	0

В табл. 2 можно увидеть существенные колебания значений генераторной мощности  $x_1$  и  $x_2$ , а также меняющееся результирующее значение перетока  $z_{12}$ . При этом значения покрываемой нагрузки  $y_1, y_2, y_3$  - не меняются, что говорит о том, что был найден минимум функции. Таким образом, результаты показывают существование множества оптимальных решений. Для решения этих проблем, был предложен ряд модификаций, описанных в [1], в первую очередь путем изменения балансовых ограничений (2), (7) с ограничений-равенств на ограничения-неравенства. Данное ограничение предусматривало полное покрытие нагрузки в узле, а также предполагало максимально возможную отдачу мощности через перетоки, и их верного распределения.

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^n (1 - a_{ji}z_{ji})z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} \geq 0, i = 1, \dots, n. \quad (9)$$

Практическое применение данных ограничений на ТС1 показало, что физически неверное распределение перетоков осталось, однако значение перетока  $z_{12}$  снизилось, в тоже время значения генераторной мощности  $x_1, x_2, x_3$  изменились и стали соответственно равными значениям  $\bar{x}_1, \bar{x}_2, \bar{x}_3$ . Однако, это физически не естественно, так как излишки генераторной мощности заперты. Так в таблице 4 отражены результаты тестирования ТС1, с применением ШФГС для модели (1), (3-9).

**Таблица 3.** Результаты теста, модель (1), (3-9).

	$\bar{x}_1$	$\bar{x}_2$	$\bar{x}_3$	$\bar{y}_1$	$\bar{y}_2$	$\bar{y}_3$	$\bar{z}_{12}$	$\bar{z}_{21}$	$\bar{z}_{13}$	$\bar{z}_{31}$	$\bar{z}_{23}$	$\bar{z}_{32}$	
	158	109	83	91	98	201	10	10	10	10	10	10	
	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$y_1$	$y_2$	$y_3$	$z_{12}$	$z_{21}$	$z_{13}$	$z_{31}$	$z_{23}$	$z_{32}$	$a$
ШФГС	158	109	83	91	98	93	0,22	0	10	0	10	0	0,05
GAMS	101	108	83	91	98	93	0	0	10	0	10	0	0,05

В [1] был предложен теоретический подход, позволяющий получать оптимальные значения решаемой задачи с правильным распределением потоков. Суть подхода состояла в том, что для решения задачи должна применяться двухэтапная оптимизация. На первом этапе предполагается использовать модель (1), (3-9) и получить промежуточное решение, затем ввести новую переменную  $\tilde{\Delta}_i, i = 1, \dots, n$ .

$$\tilde{\Delta}_i = \tilde{x}_i - \tilde{y}_i + \sum_{j=1}^n (1 - a_{ji}\tilde{z}_{ji})\tilde{z}_{ji} - \sum_{j=1}^n \tilde{z}_{ij}, i = 1, \dots, n, \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^n \Delta_i \rightarrow \min, \quad (11)$$

$$x_i + \sum_{j=1}^n (1 - a_{ji}z_{ji})z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} - \Delta_i = \tilde{y}_i, i = 1, \dots, n, \quad (12)$$

где  $\tilde{\Delta}_i, \tilde{x}_i, \tilde{y}_i, \tilde{z}_{ji}$  – полученное оптимальное решение задачи первого этапа (10). На втором этапе решения задачи, значения  $\tilde{y}_i$  – фиксируются, а также вводится новая целевая функция вида (11) и балансовые ограничения вида (12), после чего задача решается относительно переменных  $\Delta_i, x_i, z_{ji}, z_{ij}$  а модель принимает вид (3-9), (11-12),  $j \neq i, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n$ .

Предложенные модификации были протестированы на ТС1, с применение ШФГС. Полученные на первом этапе решения, значения переменных, были представлены в таблице 4, однако, после реализации второго этапа оптимизации, результаты не изменились, что говорит о том, что данная модель отработала неверно.

Для решения вышеописанных проблем предлагаются следующие способы. Требуется применить двухэтапную оптимизацию иным образом: на первом этапе необходимо решить задачу минимизации дефицита мощности для модели (1), (3-9), такой подход обеспечит выпуклое множество допустимых решений. Далее полученные оптимальные решения относительно переменной  $y_1$  необходимо зафиксировать и обозначить новую переменную как  $\tilde{y}_i$ . После чего перейти ко второму этапу решения, сформировав новую целевую функцию, которая предполагает собой минимизацию второй евклидовой нормы по перетокам:

$$\sum_{i=1}^n z_{ji}^2 \rightarrow \min, \quad (13)$$

а также модифицировать текущие балансовые ограничения (9) на балансовые ограничения, представленные ниже:

$$x_i - \tilde{y}_i + \sum_{j=1}^n (1 - a_{ji}z_{ji})z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} = 0, i = 1, \dots, n. \quad (14)$$

Работоспособность данного подхода поочередной двухэтапной оптимизации и взаимодействия моделей (1), (3) – (9) и (4) – (9), (13), (14) была проверена на ТС1 с применением ШФГС. Результаты работы первого этапа отображены в (табл. 3), параметры, полученные в ходе теста второго этапа, указаны в таблице 4.

**Таблица 4.** Результаты теста, модель (4) – (9), (13), (14).

	$\bar{x}_1$	$\bar{x}_2$	$\bar{x}_3$	$\bar{y}_1$	$\bar{y}_2$	$\bar{y}_3$	$\bar{z}_{12}$	$\bar{z}_{21}$	$\bar{z}_{13}$	$\bar{z}_{31}$	$\bar{z}_{23}$	$\bar{z}_{32}$	
	158	109	83	91	98	93	10	10	10	10	10	10	
	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$y_1$	$y_2$	$y_3$	$z_{12}$	$z_{21}$	$z_{13}$	$z_{31}$	$z_{23}$	$z_{32}$	$a$
ШФГС	99,5	106,5	83,11	91	98	93	0	0	8,49	0	8,49	0	0,05
GAMS	101	108	83	91	98	93	0	0	10	0	10	0	0,05
	$\bar{x}_1$	$\bar{x}_2$	$\bar{x}_3$	$\bar{y}_1$	$\bar{y}_2$	$\bar{y}_3$	$\bar{z}_{12}$	$\bar{z}_{21}$	$\bar{z}_{13}$	$\bar{z}_{31}$	$\bar{z}_{23}$	$\bar{z}_{32}$	
	158	109	83	91	98	103	10	10	10	10	10	10	
	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$y_1$	$y_2$	$y_3$	$z_{12}$	$z_{21}$	$z_{13}$	$z_{31}$	$z_{23}$	$z_{32}$	$a$
ШФГС	100,98	107,98	83	91	98	102,98	0	0	9,98	0	9,98	0	0,00009
GAMS	101	108	83	91	98	103	0	0	10	0	10	0	0,00009

Из полученных результатов (табл. 4) видно, что параметры, полученные при использовании данной совокупности моделей, являются адекватными и близки к расчетным значениям коммерческого решателя GAMS. Для получения более достоверных и близких результатов была модифицирована целевая функция модели второго этапа (4) – (9), (13), (14), в данном случае представленная ниже:

$$\sum_{i=1}^n x_i \rightarrow \min. \quad (15)$$

Целевая функция (15) предназначена для минимизации генерирующей мощности, что может дать положительный экономический эффект при генерации мощности и ее распределении. Модель (4) – (9), (13), (15) с данной целевой функцией предназначена для второго этапа оптимизации была протестирована на ТС1, где показала более близкие и достоверные результаты работы, чем при использовании модели (4) – (9), (13), (14). Результаты расчетов представлены в (табл. 7), где номер эксперимента для определенного столбца определяет положение значений ограничений и результатов.

**Таблица 7.** Результаты теста, модель (4) – (8), (10), (17), (19), ШФГС.

	1	2	3	4	5
$\bar{x}_1$	158,00	150,00	100,00	250,00	158,00
$\bar{x}_2$	109,00	150,00	150,00	140,00	109,00
$\bar{x}_3$	83,00	100,00	200,00	100,00	83,00
$\bar{y}_1$	91,00	150,00	100,00	150,00	91,00
$\bar{y}_2$	98,00	250,00	150,00	150,00	98,00
$\bar{y}_3$	201,00	150,00	100,00	200,00	201,00
$\bar{z}_{12}$	10,00	50,00	50,00	50,00	10,00
$\bar{z}_{21}$	10,00	50,00	50,00	50,00	11,00
$\bar{z}_{13}$	10,00	50,00	50,00	50,00	12,00
$\bar{z}_{31}$	10,00	50,00	50,00	50,00	13,00
$\bar{z}_{23}$	10,00	50,00	50,00	50,00	14,00
$\bar{z}_{32}$	10,00	50,00	50,00	50,00	15,00
$a$	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
	1	2	3	4	5
$x_1$	100,43	150,00	100,00	168,58	100,43
$x_2$	107,43	150,00	150,00	140,01	107,43
$x_3$	83,02	100,00	100,00	100,01	83,02
$y_1$	91,00	150,00	100,00	150,00	91,00
$y_2$	98,00	150,00	150,00	145,00	98,00
$y_3$	93,00	100,00	100,01	105,00	93,00
$z_{12}$	0,00	0,00	0,00	9,29	0,00
$z_{21}$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$z_{13}$	9,43	0,00	0,00	9,29	9,43
$z_{31}$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$z_{23}$	9,43	0,00	0,00	0,00	9,43
$z_{32}$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**Заключение.** Задача оценки балансовой надежности ЭЭС является актуальной и её решение необходимо при планировании развития ЭЭС. При оценке балансовой надёжности ЭЭС методом Монте-Карло решается подзадача минимизации дефицита мощности. В статье был проведен анализ существующих моделей минимизации дефицита мощности. Исследование моделей показало их некоторую некорректность. На практическом примере было показано, что модели имеют множество оптимальных решений. Был проанализирован способ преобразования балансовых ограничений с целью формирования задачи с выпуклым множеством допустимых решений. Также были рассмотрены различные модификации моделей минимизации дефицита мощности. В результате исследований были предложены две рабочие модификации моделей минимизации дефицита мощности, включающие в



качестве второго этапа минимизацию второй евклидовой нормы по перетокам, а также минимизации генерирующей мощности.

Для решения поставленных задач был реализован метод градиентного спуска. Также были использованы коммерческие решатели GAMS (CONOPT) и LP Solve для получения эталонных решений.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №18-37-00234.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зоркальцев В.И., Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Модели оценки дефицита мощности электроэнергетических систем. Препринт. Иркутск. ИСЭМ СО РАН. 2000. С. 17–22
2. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Надежность систем электроэнергетики. Новосибирск. Наука. 2015. 224 с.
3. Колосок Г.В., Дикин И.И., Иванов В.В. Развитие процедур вероятностного моделирования при анализе надежности сложных ЭЭС // 9-я Всесоюзная научная конференция «Моделирование электроэнергетических систем». Тезисы докладов. Рига. 1987. С. 344-345.
4. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар. Коми НИЦ УрО РАН. 1995. 176 с
5. Bertoldi O., Scalcino S., Salvaderi L. Adequacy avaluation: an Application of ENEL's SECRET program to new Brunswick Power System. CIGRE Simposium "Electric Power System Reliability", Montreal, 1991, WG 38.03/01.
6. Billinton R., Li W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods // Springer Science + Business Media, LLC. 1994.
7. Composite power system reliability analysis application to the New Brunswick Power Corporation System. The draft report of the CIGRE Symposium on Electric Power Systems Reliability. Sept., 16-18.1991. Montreal. Canada.
8. Deane J.P., Graceveva Francesco, Chiodi Alessandro, Gargiulo Maurizio, Gallachóir Brian P.Ó., Assessing power system security. A framework and a multi model approach. 2015. Pp. 283–297.
9. Dodu J.C., Merlin A. Recent improvement of the Mexico model for probabilistic planning studies // IPC Bussiness Press Electrical Power & Energy Systems. Vol. 1. No 1. EDF Франция. April 1979. 147 p.
10. McCalley J. Module PE.PAS.U21.5 Multiarea reliability analysis // Electrical & Computer Engineering. Iowa State University. USA. 81 p.
11. Review of the current status of tools and techniques for risk-based and probabilistic planning in power systems, Working Group 601 of Study Committee C4 // International Conference on Large High Voltage Electric Systems. March. 2010.
12. Salvaderi L., Bilinton R. A comparison between two fundamentally different approaches to composite system reliability // IEEE Trans. Pas Vol.104. no 12. December. 1985.
13. Simulate security-constrained unit commitment and economic dispatch in large-scale transmission networks // ABB GridView. 2016.
14. Wenyuan Li. Probabilistic Transmission System Planning // Wiley-IEEE Press. May 2011. 376 p.

UDK 519.6

**APPLICATION OF TWO-STAGE OPTIMIZATION  
IN THE POWER FLOW DISTRIBUTING MODEL WHILE ASSESSING  
THE ADEQUACY OF ELECTRIC POWER SYSTEMS**

**Dmitrii V. Iakubovskii**

Graduate student, engineer, e-mail: [dmitrii\\_iakubovskii@isem.irk.ru](mailto:dmitrii_iakubovskii@isem.irk.ru)

**Dmitriy S. Krupenev**

Candidate of engineering sciences, senior researcher, e-mail: [krupenev@isem.irk.ru](mailto:krupenev@isem.irk.ru)

**Denis A. Boyarkin**

Graduate student, engineer, e-mail: [denisboyarkin@isem.irk.ru](mailto:denisboyarkin@isem.irk.ru)

Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
130, Lermontov Str., 664033, Irkutsk, Russia,

Irkutsk National Research Technical University 83, Lermontov Str., 664074, Irkutsk, Russia

**Abstract.** The continuous changes and development of electric power systems lead to their complication and enlargement. In this connection, existing models and software systems that allow to assessing the adequacy of such systems may work not effectively in terms of time, accuracy and adequacy of results. To obtain objective information, there was made analysis of a number of existing power shortage minimization models, while solving the problems of assessing the adequacy. The materials of this article reflect the results of model studies on the presence of physically incorrect distribution of power flows between nodes. The existing of bilateral flows and a number of optimal solutions has been proved. The current approach that taking into account the adequate distribution of power flows, also has been tested. As a solution to the problems described above, the additional constrains on overflows were proposed, as well as a two-stage method for optimizing the flow distribution, which ultimately solved all the problems found.

**Keywords:** assessing the adequacy, minimization of power shortage, two-stage flow distribution model, optimization methods.

**References**

1. Zorkaltsev V.I., Kovalev G.F., Lebedeva L.M. Modeli ocenki deficita moshnosti elektroenergeticheskikh sistem [Models for estimating the power capacity deficit of electric power systems] Preprint. Irkutsk. ESI SB RAS. 2000. Pp. 17–22. (in Russian)
2. Kovalev G.F., Lebedeva L.M. Nadejnost sistem elektroenergetiki [Reliability of Electric Power Systems]. Novosibirsk. Nauka = Science. 2015. 224 p. (in Russian).
3. Kolosok G.V., Dikin I.I., Ivanov V.V. Razvitie procedur veroyatnostnogo modelirovaniz pri analize nadejnosti slojnih EES [Development of probabilistic simulation procedures in the analysis of reliability of complex EPS] // 9-ya Vsesoyuznaya nauchnaya konferentsiya «Modelirovaniye elektroenergeticheskikh sistem». Tezisy dokladov. = The 9th All-Union Scientific Conference "Electric Power Systems Modeling". Theses of reports. Riga. 1987. Pp. 344–345. (in Russian)

4. Chukreev Yu.Ya. Modeli obespecheniya nadejnosti electroenergeticheskikh sistem [Models for ensuring the reliability of electric power systems]. Syktyvkar: Komi Scientific Center of the UrB RAS. 1995. 176 p. (in Russian)
5. Bertoldi O., Scalcino S., Salvaderi L. Adequacy avaluation: an Application of ENEL's SICRET program to new Brunswick Power System. CIGRE Simposium "Electric Power System Reliability", Montreal, 1991, WG 38.03/01.
6. Billinton R., Li W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods // Springer Science + Business Media, LLC. 1994.
7. Composite power system reliability analysis application to the New Brunswick Power Corporation System. The draft report of the CIGRE Symposium on Electric Power Systems Reliability. Sept., 16-18.1991. Montreal. Canada.
8. Deane J.P., Gracceva Francesco, Chiodi Alessandro, Gargiulo Maurizio, Gallachóir Brian P.Ó., Assessing power system security. A framework and a multi model approach. 2015. Pp. 283–297.
9. Dodu J.C., Merlin A. Recent improvement of the Mexico model for probabilistic planning studies // IPC Bussiness Press Electrical Power & Energy Systems. Vol. 1. No 1. EDF Франция. April 1979. 147 p.
10. McCalley J. Module PE.PAS.U21.5 Multiarea reliability analysis // Electrical & Computer Engineering. Iowa State University. USA. 81 p.
11. Review of the current status of tools and techniques for risk-based and probabilistic planning in power systems, Working Group 601 of Study Committee C4 // International Conference on Large High Voltage Electric Systems. March. 2010.
12. Salvaderi L., Bilinton R. A comparison between two fundamentally different approaches to composite system reliability // IEEE Trans. Pas Vol.104. no 12. December. 1985.
13. Simulate security-constrained unit commitment and economic dispatch in large-scale transmission networks // ABB GridView. 2016.
14. Wenyuan Li. Probabilistic Transmission System Planning // Wiley-IEEE Press. May 2011. 376 p.