



Dastlabki ma'lumotlar ehtimolli bo'lgan sharoitlarda elektr energetika tizimining qisqa muddatli holatini optimallashtirish

Sherxon Sh. Latipov

PhD., Toshkent davlat texnika universiteti, Toshkent, 100095, O'zbekiston; tstu_energy@mail.ru <https://orcid.org/0000-0002-2741-4786>

Dolzarbli: Elektr energetika tizimlarining qisqa muddatli holatlarini optimal rejalashtirish masalalarida, ehtimollik xarakteriga ega boshlang'ich kattaliklar tugun yuklamalari va tarmoq elementlarining aktiv qarshiliklari hisoblanadi. Tarmoq qarshiliklarining ehtimollik tabiati atrof-muhit harorati bilan bog'liq. Shuning uchun, rejalashtirish davri uchun ob-havo sharoitlari prognoziga asoslanib, ular elementlarning qarshiliklariga tegishli tuzatishlar kiritish orqali hisob-kitoblar amalga oshiriladi. Tugunning aktiv yuklamalarining ehtimollik tabiati ko'plab omillar bilan bog'liq bo'lib, ular muayyan qiyinchiliklarni keltirib chiqaradi. Tugun yuklamalarini bashorat qilishning mavjud usullari, barcha ta'sir qiluvchi omillarni hisobga olgan holda, rejalashtirilgan davr uchun ularning yuklama grafiklarini aniqlay olmaydi. Natijada, bunday yuklama grafiklari yordamida olingan optimallashtirish natijalari odatda sezilarli xatolarga ega bo'lib, optimallashtirish effektini kamaytiradi. Shuning uchun, joriy ish sharoitlarini hisobga olgan holda, energiya tizimi rejimlarining qisqa muddatli holatini optimal rejalashtirish usullari va algoritmlarini takomillashtirish dolzarb masala bo'lib hisoblanadi.

Maqsad: Dastlabki ma'lumotlar ehtimolli bo'lgan sharoitlarda elektr energetika tizimining qisqa muddatli holatini optimallashtirish algoritmini takomillashtirish.

Usullari: xalqaro tajriba va talablarni hisobga olgan holda, optimallashtirishning qiyosiy tahlil usullari va algoritmlaridan foydalaniladi.

Natijalar: O'zbekiston EETda dastlabki ma'lumotlar ehtimolli bo'lgan sharoitlarda qisqa muddatli holatlarni optimal rejalashtirish, taklif etilayotgan algoritmnining samaradorligini sinov sxemalarida tekshirish.

Kalit so'zlar: EETning qisqa muddatli holatini optimallashtirish, ehtimolli, aktiv yuklama, tizim qarshiligi, sinov sxemasi.

Оптимизация режимов электроэнергетических систем в условиях вероятностного характера исходной информации

Шерхон Ш. Латипов

PhD., Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, 100095, Узбекистан; tstu_energy@mail.ru <https://orcid.org/0000-0002-2741-4786>

Актуальность: В задачах оптимального планирования краткосрочных состояний электроэнергетических систем исходными величинами вероятностного характера являются нагрузки узлов и активные сопротивления элементов сети. Вероятностный характер сопротивлений сети связан с температурой окружающей среды. Поэтому на основе прогноза погодных условий на плановый период они рассчитываются путём внесения соответствующих корректировок в сопротивления элементов. Вероятностный характер активных нагрузок узлов связан со многими факторами, что создаёт определённые трудности. Существующие методы прогнозирования нагрузок узлов не позволяют определить их графики нагрузок на плановый период с учётом всех влияющих факторов. В результате результаты оптимизации, полученные с использованием таких графиков нагрузок, обычно имеют значительные погрешности, что снижает эффективность оптимизации. Поэтому совершенствование методов и алгоритмов оптимального планирования краткосрочных состояний режимов работы энергосистемы с учётом текущих условий эксплуатации является актуальной задачей.

Цель: Усовершенствование алгоритма оптимизации краткосрочного режима энергосистемы в условиях вероятностных исходных информации.

Методы: Применяются методы сравнительного анализа и алгоритмы оптимизации с учётом международного опыта и требований.

Результаты: Оптимальное планирование краткосрочных ситуаций в сфере ЭЭГ в Узбекистане в условиях вероятностных исходных данных, проверка эффективности предложенного алгоритма на тестовых схемах.

Ключевые слова: Оптимизация кратковременного состояния ЭЭС, вероятностный подход, активная нагрузка, сопротивление системы, схема испытаний.

For citation: Sh.Sh. Latipov. Optimization of electric power system modes under conditions of the probabilistic nature of the initial information. Scientific and technical journal of Problems of Energy and Sources Saving, 2025, no. 4, pp. 268-275.

<https://doi.org/10.5281/zenodo.18616834>

Received: 06.04.2025

Revised: 20.04.2025

Accepted: 14.07.2025

Published: 27.12.2025

Copyright: © Sherkhon Sh. Latipov.

Submitted to Problems of Energy and Sources Saving for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).



Optimization of electric power system modes under conditions of the probabilistic nature of the initial information

Sherkhon Sh. Latipov

PhD., Tashkent State Technical University, Tashkent, 100095, Uzbekistan; tstu_energy@mail.ru <https://orcid.org/0000-0002-2741-4786>

Relevance: In problems of optimal planning of short-term states of electric power systems, the initial probabilistic quantities are node loads and the active resistances of network elements. The probabilistic nature of network resistances is related to the ambient temperature. Therefore, based on the weather forecast for the planning period, they are calculated by making appropriate adjustments to the resistances of the elements. The probabilistic nature of active node loads is associated with many factors, which creates certain difficulties. Existing methods for forecasting node loads do not allow for the determination of their load schedules for the planning period, taking into account all influencing factors. As a result, optimization results obtained using such load schedules typically contain significant errors, reducing the effectiveness of optimization. Therefore, improving methods and algorithms for optimal planning of short-term states of power system operating modes, taking into account current operating conditions, is a pressing issue.

Aim: Improving the algorithm for optimizing the short-term mode of the power system under conditions of probabilistic initial information.

Methods: Comparative analysis methods and optimization algorithms are applied taking into account international experience and requirements.

Results: Optimal planning of short-term EPS situations in Uzbekistan under probabilistic initial data conditions, testing the effectiveness of the proposed algorithm on test circuits.

Keywords: Optimization of short-term state of EPS, probabilistic approach, active load, system resistance, test scheme.

1. Введение (Introduction)

В задачах оптимального планирования краткосрочных режимов энергосистем, наиболее характерными исходными параметрами, обладающими вероятностным характером, являются данные о нагрузках узлов и активных сопротивлений элементов сетей [1-2].

Вероятностный характер сопротивлений сетей связан с температурой окружающей среды, поэтому, исходя из за прогнозированных на планируемый период погодных условий, в расчетах они учитываются на основе ввода соответствующих коррекций на сопротивления элементов. Вероятностный характер активных нагрузок узлов связан многими факторами, учет которых представляет особую трудность [3].

Существующие методы прогнозирования нагрузок узлов с учетом всех влияющих факторов не могут однозначно определить графики их нагрузок на планируемый период. Соответственно, получаемые результаты оптимизации с использованием таких графиков, в общих случаях, имеют существенные погрешности, уменьшая эффект от оптимизации, поэтому вопросы усовершенствования методов и алгоритмов оптимального планирования краткосрочных режимов энергосистем с учетом современных условий их функционирования остаются актуальными [6].

В данной главе диссертационной работы исследуются вопросы оптимального планирования краткосрочных режимов ЭЭС в условиях вероятностного характера используемой исходной информации [5-8].

2. Методы и материалы (Methods and materials)

Один из основных подходов, используемых при оптимизации в условиях вероятностного характера исходной информации, предусматривает использования математического ожидания целевой функции. Ниже приводится алгоритм оптимизации режима энергосистемы на основе такого подхода.

Основной характеристикой вероятностной информации являются законы распределения исходных параметров в известном диапазоне их изменения. В условиях наличия статистических данных по значениям таких параметров законы их распределения можно получить на основе обработки этих данных известными методами. В задачах оптимального планирования режимов энергосистем законы распределения вероятностных нагрузок узлов определяются путем обработки накопленных статистических данных об их значениях, полученных соответствующими измерениями, а также оценки режимов ЭЭС.

Оптимизация по рассматриваемому алгоритму, в условиях вероятностного характера исходных параметров, осуществляется следующим образом:

в заданном диапазоне изменения исходного параметра P выбирается m участков, в которых он имеет значения P_1, P_2, \dots, P_m с соответствующими к заданному закону распределения с ве-



роятностями появления p_1, p_2, \dots, p_m ;

при выбранных значениях исходного параметра m раз решается детерминированная оптимизационная задача. В результате находятся условно-оптимальные планы Z_1, Z_2, \dots, Z_m , которые образуют матрицу столбца;

определяются все условия реализации различных условно-оптимальных планов, т.е. выявляются возможные изменения в условно-оптимальных планах при появлении различных вероятностных значений исходного параметра;

по известным значениям исходного параметра и полученным условно-оптимальным планам вычисляются соответствующие значения целевой функции, представляющей собой функцию суммарных топливных издержек (или суммарных расходов условного топлива) в ЭЭС $B_{ij}=f(Z_i, P_j)$, $i=1, 2, \dots, m, j=1, 2, \dots, m$;

по полученным значениям целевой функции формируется «платёжная матрица», имеющая размерность $m \times m$, как в [8-10];

для каждого условно-оптимального плана Z_t вычисляются математические ожидания целевой функции

$$MB_t = \sum_{j=1}^m p_j B_{tj}, \quad t=1, 2, \dots, m; \quad (1)$$

план Z_t , при котором математическое ожидание целевой функции имеет минимальное значение, принимается как оптимальный.

Если исходными вероятностными параметрами являются два параметра $P_{1i}, i=1, 2, \dots, m$ и $P_{2j}, j=1, 2, \dots, n$ с соответствующими законами распределения $p_{1i}, i=1, 2, \dots, m$ и $p_{2j}, j=1, 2, \dots, n$, то множество условно-оптимальных планов, получаемое в результате расчета по такому алгоритму образует двухмерную матрицу с элементами $Z_{ij}, i=1, 2, \dots, m; j=1, 2, \dots, n$. Соответственно, условия реализации этих планов и «платёжная матрица» являются трехмерными как с элементами $B_{ijk}=f(Z_i, P_{1i}, P_{2j}), i=1, 2, \dots, m, j=1, 2, \dots, n; k=1, 2, \dots, n$. Математические ожидания целевой функции, соответствующие полученным условно-оптимальным планам, определяются по следующей формуле:

$$MB_t = \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^n p_j p_k B_{tjk}, \quad t=1, 2, \dots, m \cdot n. \quad (2)$$

3. Результаты и обсуждение (Results and discussion)

Эффективность описанного алгоритма исследована на примере оптимизации режима энергосистемы, схема которой представлена на рис. 1, с четырьмя расчетными (участвующими в оптимизации) тепловыми электростанциями (ТЭС) и четырьмя нагрузочными узлами. В узлах 0, 1, 6 и 7 имеются ТЭС со следующими расходными характеристиками условного топлива, т.у.т./ч.

$$\begin{aligned} B_0 &= 100 + 0,2 * P_0 + 0,002 * P_0^2; & B_6 &= 60 + 0,15 * P_6 + 0,0015 * P_6^2; \\ B_1 &= 120 + 0,2 * P_1 + 0,0025 * P_1^2; & B_7 &= 80 + 0,25 * P_7 + 0,001 * P_7^2. \end{aligned}$$

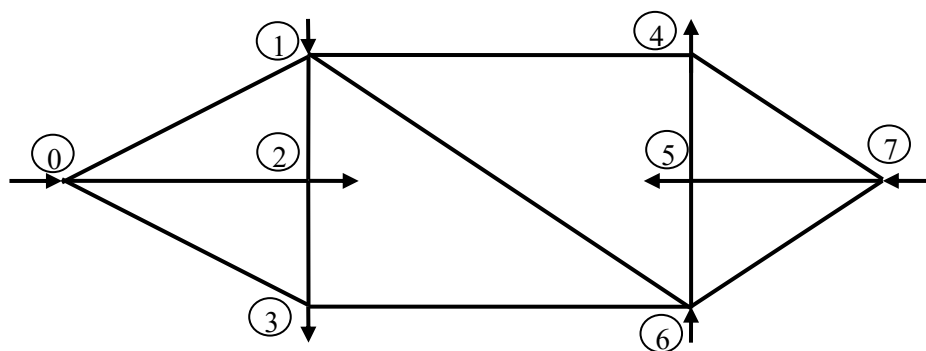


Рис. 1. Схема энергосистемы
Fig. 1. Power system diagram

Узлы 2, 3, 4 и 5 являются нагрузочными. График суммарной нагрузки энергосистемы приведен в таблице 2.1.

В рассматриваемом примере для удобства график нагрузки представлен как имеющий четыре интервала. Суммарная нагрузка во всех интервалах носит вероятностный характер, кото-



рый подчиняется нормальному закону распределения.

Таблица 1. График суммарной нагрузки энергосистемы

Table 1. Graph of the total load of the power system

Интервал, t	1	2	3	4
P_n , МВт	1500	1650	1800	1950

Принято, что суммарная нагрузка энергосистемы, во всех интервалах, колеблется в диапазоне $\pm 10\%$ около её заданного среднего значения (табл. 1.). Для получения численных показателей распределения приняты по пять вероятностных значений суммарной нагрузки с шагом 5%.

Определяем вероятность появления каждого из значений суммарной нагрузки энергосистемы во всех интервалах при нормальном законе распределения. Для этого используем известную формулу определения вероятности появления конкретного значения P вероятностной величины в известном диапазоне:

$$p(P) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma} \cdot e^{-\frac{(P-MP)^2}{2\sigma^2}}, \quad (3)$$

где MP - математическое ожидание вероятностной величины в заданном диапазоне её существования; σ - среднеквадратичное отклонение вероятностной величины от её математического ожидания.

Математическое ожидание (МО) вероятностной величины, подчинённого нормальному закону распределения в диапазоне $[0, T]$ определяется как

$$MP = \frac{\int_0^T P(t) dt}{T}. \quad (4)$$

Из последнего выражения вытекает, что при нормальном законе распределения, математическое ожидание вероятностной величины равняется её среднеарифметическому значению в диапазоне существования.

Исходя из вышеописанного, находим параметры распределения вероятностных суммарных нагрузок по нормальному закону и вероятность появления каждого из возможных значений во всех интервалах графика нагрузки.

Математическое ожидание суммарной нагрузки энергосистемы для первого интервала графика нагрузки:

$$M(P_1) = \frac{1350 + 1425 + 1500 + 1575 + 1650}{5} = 1500 \text{ МВт}.$$

Рассчитываем среднеквадратичное отклонение суммарной нагрузки:

$$\begin{aligned} \sigma(P_1) &= \sqrt{\frac{(1350-1500)^2 + (1425-1500)^2 + (1500-1500)^2 + (1575-1500)^2 + (1650-1500)^2}{5}} = \\ &= 106,066 \text{ МВт} \end{aligned}$$

Находим вероятности появления всех возможных вероятностных (случайных) нагрузок для первого интервала:

$$p(1350) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} * 106,066} e^{-\frac{(1350-1500)^2}{2*106,066^2}} = 0,0014,$$

$$p(1425) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} * 106,066} e^{-\frac{(1425-1500)^2}{2*106,066^2}} = 0,0029,$$

$$p(1500) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} * 106,066} e^{-\frac{(1500-1500)^2}{2*106,066^2}} = 0,0038,$$

$$p(1575) = 0,0029,$$

$$p(1650) = 0,0014.$$

В рассматриваемой задаче случайные величины являются дискретными, поэтому вероятности появления каждой из величин находим перемножением их на соответствующий коэффициент приведения исходя из условия

$$p(1350) + p(1425) + p(1500) + p(1575) + p(1650) = 1.$$

Коэффициент приведения находим из следующего уравнения:

$$(0,0014 + 0,0029 + 0,0038 + 0,0029 + 0,0014)k = 1,$$



$$k = \frac{1}{0,0014 + 0,0029 + 0,0038 + 0,0029 + 0,0014} = 80,64$$

Полученное распределение вероятностной суммарной нагрузки для первого интервала приведено в таблице 2.

Таблица 2. Вероятности появления суммарной нагрузки энергосистемы в 1-м интервале
Table 2. Probabilities of occurrence of the total load of the power system in the 1st interval

Нагрузки узлы, МВт	1350	1425	1500	1575	1650
Вероятность появления	0,113	0,23	0,2774	0,23	0,113

Аналогично, определяем вероятности появления суммарной нагрузки в остальных интервалах графика нагрузки. Результаты занесены в таблицы 3-5.

Таблица 3. Вероятности появления суммарной нагрузки энергосистемы во 2-м интервале
Table 3. Probabilities of occurrence of the total load of the power system in the 2nd interval

Нагрузки узлы, МВт	1485	1567,5	1650	1732,5	1815
Вероятность появления	0,135	0,23	0,3	0,23	0,135

Таблица 4. Вероятности появления суммарной нагрузки энергосистемы в 3-м интервале
Table 4. Probabilities of occurrence of the total load of the power system in the 3rd interval

Нагрузки узлы, МВт	1620	1710	1800	1890	1980
Вероятность появления	0,12	0,242	0,3	0,242	0,12

Таблица 5. Вероятности появления суммарной нагрузки энергосистемы в 4-м интервале
Table 5. Probabilities of occurrence of the total load of the power system in the 4th interval

Нагрузки узлы, МВт	1755	1852,5	1950	2047,5	2145
Вероятность появления	0,114	0,25	0,28	0,25	0,114

Оптимально распределяем вероятностной суммарной нагрузки энергосистемы между ТЭС. В таблице 6. приведены полученные условно-оптимальные планы для различных вероятностных значений суммарной нагрузки для первого интервала.

Таблица 6. Условно-оптимальные планы при оптимальном распределении суммарной нагрузки энергосистемы в 1-интервале

Table 6. Conditionally optimal plans for optimal distribution of the total load of the power system in the 1-interval

Номер усл. опт. плана	Вероятные нагрузки, МВт	Вероятности появления	Условно-оптимальные мощности ТЭС, МВт			
			P_0	P_1	P_6	P_7
1	1350	0,1130	264,61	211,69	369,48	504,22
2	1425	0,2300	279,22	223,38	388,96	533,44
3	1500	0,2774	293,83	235,06	408,44	562,66
4	1575	0,2300	308,44	246,75	427,92	591,88
5	1650	0,1130	323,05	258,44	447,40	621,10

Для каждого из полученных условно-оптимальных планов вычислены все условия их реализации при различных вероятностных суммарных нагрузках энергосистемы и определены значения целевой функции, т.е. суммарный расход условного топлива во всех ТЭС, для этих условий. В результате получена платежная матрица, представленная в таблице 7. В последнем столбце этой таблицы также даны математические ожидания целевой функции, полученные для каждого из условно-оптимальных планов.

Таблица 7. Платёжная матрица и математические ожидания целевой функции при оптимальном распределении суммарной нагрузки в 1-м интервале

Table 7. Payoff matrix and mathematical expectations of the objective function for optimal distribution of the total load in the 1st interval

Номер усл.-опт. плана	1350	1475	1500	1575	1650	Мат. ожидания целевой функции
	0,1130	0,2300	0,2774	0,2300	0,1130	
1	1347,817	1453,450	1581,583	1732,216	1905,349	1539,042
2	1356,875	1444,391	1554,407	1686,923	1841,939	1512,856
3	1384,045	1453,447	1545,349	1659,751	1796,653	1504,134
4	1429,335	1480,620	1554,405	1650,690	1769,475	1512,859
5	1492,742	1525,910	1581,578	1659,746	1760,414	1539,037



Сравнивая математические ожидания между собой, убедимся в том, что оптимальным в первом интервале суммарного графика нагрузки энергосистемы является третий план (табл. 6), когда математическое ожидание имеет наименьшее значение:

$$P_{0,onn.} = 293,83 \text{ МВт}, \quad P_{1,onn.} = 235,06 \text{ МВт}, \quad P_{6,onn.} = 408,44 \text{ МВт}, \\ P_{7,onn.} = 562,66 \text{ МВт}.$$

Выполняя аналогичные расчеты по оптимальному распределению вероятностной суммарной нагрузки энергосистемы в остальных интервалах графика, будут получены соответствующие условно-оптимальные планы (табл. 8 – 9), платёжные матрицы (табл. 10 – 11) и оптимальные планы.

Таблица 8. Условно-оптимальные планы при оптимальном распределении суммарной нагрузки энергосистемы в 2- интервале

Table 8. Conditionally optimal plans for optimal distribution of the total load of the power system in the 2-interval

Номер усл. опт. плана	Вероятные нагрузки, МВт	Вероятности появления	Условно-оптимальные мощности ТЭС, МВт			
			P_0	P_1	P_6	P_7
1	1485	0,1130	290,91	232,73	404,54	556,82
2	1567,5	0,2300	306,98	245,58	425,97	588,96
3	1650	0,2774	323,05	258,44	447,40	621,10
4	1732,5	0,2300	339,12	271,30	468,83	653,25
5	1815	0,1130	355,19	284,15	490,26	685,39

Таблица 9. Условно-оптимальные планы при оптимальном распределении суммарной нагрузки энергосистемы в 3- интервале

Table 9. Conditionally optimal plans for optimal distribution of the total load of the power system in the 3-interval

Номер усл. опт. плана	Вероятные нагрузки, МВт	Вероятности появления	Условно-оптимальные мощности ТЭС, МВт			
			P_0	P_1	P_6	P_7
1	1620	0,1130	317,21	253,77	439,61	609,41
2	1710	0,2300	334,74	267,79	462,99	644,48
3	1800	0,2774	352,27	281,82	486,36	679,55
4	1890	0,2300	369,81	295,84	509,74	714,61
5	1980	0,1130	387,34	309,87	533,12	749,67

Таблица 10. Условно-оптимальные планы при оптимальном распределении суммарной нагрузки энергосистемы в 4- интервале

Table 10. Conditionally optimal plans for optimal distribution of the total load of the power system in the 4-interval

Номер усл. опт. плана	Вероятностные нагрузки, МВт	Вероятности появления	Условно-оптимальные мощности ТЭС, МВт			
			P_0	P_1	P_6	P_7
1	1755	0,1130	343,51	274,80	474,68	662,01
2	1852,5	0,2300	362,50	290,00	500,00	700,00
3	1950	0,2774	381,49	305,19	525,33	737,99
4	2047,5	0,2300	400,49	320,39	550,65	775,97
5	2145	0,1130	419,48	335,58	575,97	813,96

Таблица 11. Платёжная матрица и математические ожидания целевой функции при оптимальном распределении суммарной нагрузки в 2- м интервале

Table 11. Payoff matrix and mathematical expectations of the objective function for optimal distribution of the total load in the 2nd interval

Номер усл.- опт. плана	1485	1567,5	1650	1732,5	1815	Мат. ожидания целевой функции
	0,135	0,23	0,3	0,23	0,135	
1	1524,807	1650,920	1804,258	1984,820	2192,608	1879,349
2	1535,764	1639,959	1771,378	1930,022	2115,891	1845,483
3	1568,644	1650,917	1760,414	1897,136	2061,084	1834,190
4	1623,457	1683,804	1771,376	1886,173	2028,195	1845,481
5	1700,171	1738,600	1804,253	1897,132	2017,235	1879,344



Таблица 12. Платёжная матрица и математические ожидания целевой функции при оптимальном распределении суммарной нагрузки в 3-м интервале

Table 12. Payoff matrix and mathematical expectations of the objective function for optimal distribution of the total load in the 3rd interval

Номер усл.- опт. плана	1620	1710	1800	1890	1980	Мат. ожидания целевой функции
	0,12	0,242	0,3	0,242	0,12	
1	1715,999	1864,394	2045,190	2258,385	2503,981	2117,667
2	1729,043	1851,349	2006,055	2193,162	2412,668	2077,594
3	1768,177	1864,394	1993,011	2154,029	2347,446	2064,237
4	1833,391	1903,522	2006,054	2140,985	2308,317	2077,592
5	1924,702	1968,744	2045,186	2154,029	2295,271	2117,664

Таблица 13. Платёжная матрица и математические ожидания целевой функции при оптимальном распределении суммарной нагрузки в 4-м интервале

Table 13. Payoff matrix and mathematical expectations of the objective function for optimal distribution of the total load in the 4th interval

Номер усл.- опт. плана	1755	1852,5	1950	2047,5	2145	Мат. ожидания целевой функции
	0,114	0,25	0,28	0,25	0,114	
1	1921,391	2093,873	2304,379	2552,910	2839,467	2349,660
2	1936,700	2078,563	2258,450	2476,363	2732,300	2303,364
3	1982,629	2093,873	2243,141	2430,435	2655,753	2287,932
4	2059,167	2139,795	2258,449	2415,127	2609,831	2303,362
5	2166,317	2216,330	2304,369	2430,433	2594,521	2349,650

Оптимальные планы для 2-4 интервалов графика суммарной нагрузки выбраны по минимуму математических ожиданий целевой функции, приведенных в таблицах 11-13.

В таблице 14. приведены полученные оптимальные планы для всех интервалов графика суммарной нагрузки энергосистемы.

Таблица 14. Оптимальные планы покрытия суммарного графика нагрузки энергосистемы

Table 14. Optimal plans for covering the total load schedule of the power system

Номер интервала	Суммарная нагрузка, МВт	Оптимальная мощность ТЭС, МВт			
		P_0	P_1	P_6	P_7
1	1500	293,83	235,06	408,44	
2	1650	323,05	258,44	447,40	
3	1800	352,27	281,82	486,36	
4	1950	381,49	305,19	525,33	

По результатам, приведенным в табл. 14. заметим, что во всех интервалах, как оптимальные из всех возможных условно-оптимальных планов получались те, которые соответствуют суммарным нагрузкам с наибольшими вероятностями появления. Это связано с тем, что вероятностный небаланс активной мощности в энергосистеме покрывается единственной балансирующей станцией ТЭС-0, имеющей линейную характеристику относительных приростов расхода условного топлива. В общем случае, когда вероятностный небаланс покрывается несколькими станциями в соответствии со статическими характеристиками регуляторов скоростей их турбин или характеристики относительных приростов расходов условного топлива в таких ТЭС нелинейные, такая закономерность нарушится.

Таким образом, задачу оптимизации режимов энергосистем в условиях вероятностного характера исходной информации о нагрузках узлов, можно эффективно решить описанным алгоритмом на основе использования платёжной матрицы целевой функции. Трудности, связанные с резким ростом выполняемых вычислительных операций, в условиях увеличения вероятностных параметров, легко преодолевается за счет высокой вычислительной способности современных вычислительных средств.

4. Заключение (Conclusion)

1. Исследована эффективность алгоритма оптимизации режимов энергосистем в условиях вероятностного характера исходной информации на основе использования платёжной матрицы и математических ожиданий целевой функции.

2. Предложен алгоритм учета простых и функциональных ограничений в виде неравенств при оптимизации режимов энергосистем в условиях вероятностного характера исходной информации.

3. На основе расчетно-экспериментальных исследований установлено, что предложенный алгоритм оптимизации режимов энергосистем с учетом ограничений в виде неравенств в условиях вероятностного характера исходной информации обладает высокой надежностью получения точного решения задачи и удобством при использовании.



ЛИТЕРАТУРА

1. O. Liik, M. Valdma, M. Keel, Y. Tammoja. Optimization of electricity production capacity under uncertainty. //International Energy Workshop, 22-24 June 2004, IEA, Paris, France.
2. O. Liik, M. Valdma, M. Keel, Y. Tammoja. Optimization of electricity production capacity under uncertainty.
[//https://iea-etsap.org/workshop/worsh_6_2004/2004p_liik.pdf](https://iea-etsap.org/workshop/worsh_6_2004/2004p_liik.pdf).
3. Jia N.X., Yokoyama, R., Zhou Y.C. Advanced DP based method for power expansion planning in the deregulated market. Proc. of IEEE Porto PowerTech, 2001. 10-13 Sept. 2001, Porto, Portugal. Vol. 1, 6 pp.
4. Chuang A.S., Wu F., Varaiya P. A game-theoretic model for generation expansion planning: problem formulation and numerical comparisons. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, Issue 4, Nov. 2001. –P. 885 – 891.
5. Valdma M, Keel M, Liik O, Tammoja H. Method for Minimax Optimization of Power System Operation. Proc. of IEEE Bologna PowerTech 2003, 23-26 June 2003, Bologna, Italy. Paper 252: P. 1-6.
6. Valdma M., Keel M. and Liik O. Optimization of active power generation in electric power system under incomplete information. Proc. of Tenth Power Systems Computation Conference, 1990, Graz, Austria, P. 1171-1176.
7. F. Bouffard and F. D. Galiana, “Stochastic security for operations planning with significant wind power generation,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, pp. 306–316, May 2008.
8. J. M. Morales, A. J. Conejo, and J. Perez-Ruiz, “Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 2, pp. 900–910, May 2009.
9. A. Papavasiliou and S. S. Oren, “Multi-area stochastic unit commitment for high wind penetration in a transmission constrained network,” Operations Research, vol. 61, no. 3, pp. 578–592, 2013.
10. S. C. Muller, V. Liebenau, S. Ruthe, C. Spieker, C. Kittl, S. Dalhues, D. Mayorga, F. Valeri, and C. Rehtanz, “The impact of forecasting errors and remedial actions on operational security and efficiency in classical and probabilistic constrained market coupling,” in Power Systems Computation Conference (PSCC), Wroclaw, Poland, Aug. 2014.

REFERENCES

1. O. Liik, M. Valdma, M. Keel, Y. Tammoja. Optimization of electricity production capacity under uncertainty. //International Energy Workshop, 22-24 June 2004, IEA, Paris, France.
2. O. Liik, M. Valdma, M. Keel, Y. Tammoja. Optimization of electricity production capacity under uncertainty.
[//https://iea-etsap.org/workshop/worsh_6_2004/2004p_liik.pdf](https://iea-etsap.org/workshop/worsh_6_2004/2004p_liik.pdf).
3. Jia N.X., Yokoyama, R., Zhou Y.C. Advanced DP based method for power expansion planning in the deregulated market. Proc. of IEEE Porto PowerTech, 2001. 10-13 Sept. 2001, Porto, Portugal. Vol. 1, 6 pp.
4. Chuang A.S., Wu F., Varaiya P. A game-theoretic model for generation expansion planning: problem formulation and numerical comparisons. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, Issue 4, Nov. 2001. –P. 885 – 891.
5. Valdma M, Keel M, Liik O, Tammoja H. Method for Minimax Optimization of Power System Operation. Proc. of IEEE Bologna PowerTech 2003, 23-26 June 2003, Bologna, Italy. Paper 252: P. 1-6.
6. Valdma M., Keel M. and Liik O. Optimization of active power generation in electric power system under incomplete information. Proc. of Tenth Power Systems Computation Conference, 1990, Graz, Austria, P. 1171-1176.
7. F. Bouffard and F. D. Galiana, “Stochastic security for operations planning with significant wind power generation,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, pp. 306–316, May 2008.
8. J. M. Morales, A. J. Conejo, and J. Perez-Ruiz, “Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 2, pp. 900–910, May 2009.
9. A. Papavasiliou and S. S. Oren, “Multi-area stochastic unit commitment for high wind penetration in a transmission constrained network,” Operations Research, vol. 61, no. 3, pp. 578–592, 2013.
10. S. C. Muller, V. Liebenau, S. Ruthe, C. Spieker, C. Kittl, S. Dalhues, D. Mayorga, F. Valeri, and C. Rehtanz, “The impact of forecasting errors and remedial actions on operational security and efficiency in classical and probabilistic constrained market coupling,” in Power Systems Computation Conference (PSCC), Wroclaw, Poland, Aug. 2014.