

УЧЕТ ФАКТОРОВ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ВЫБОРЕ ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ ЭНЕРГОИСТОЧНИКА

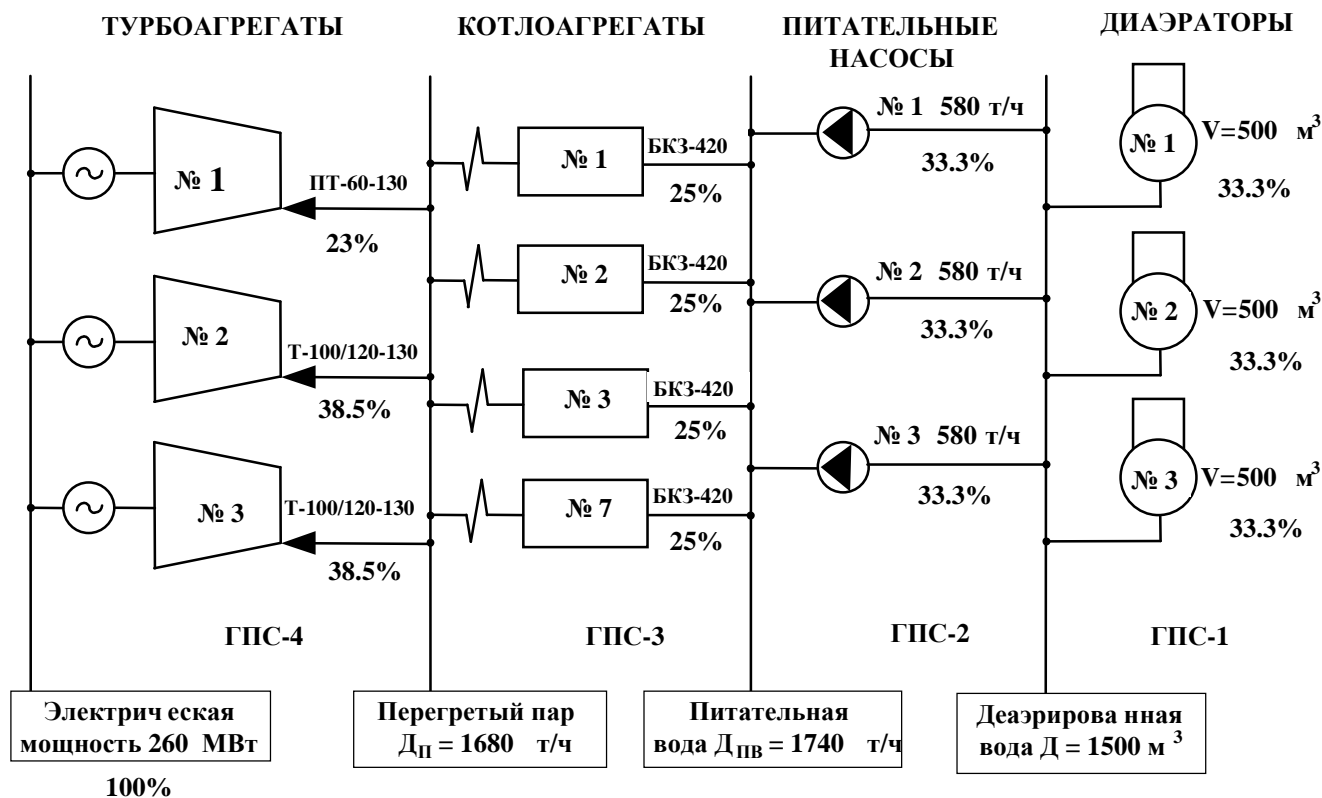


Рисунок 1. Структурная схема Минской ТЭС-4 (очередь 14 МПа).

Таблица 1

Иерархический уровень	Состав задач
ТЭК региона	Обоснование путей и способов обеспечения надежности топливоснабжения ТЭС
Электроэнергетическая система	Определение требуемых значений показателей надежности энергоблоков и неблочных ТЭС по отпуску электроэнергии
Система энергоснабжения города (предприятия)	Определение требуемых значений показателей надежности ТЭС по отпуску электроэнергии и теплоты.
ТЭС	Выбор структуры технологической схемы энергоблока и неблочной ТЭС. Определение требуемых значений показателей надежности основного оборудования (котел, турбина, электрогенератор) и вспомогательных систем.

В современных условиях при проектировании ТЭС (тепловых электрических станций) используются в основном эмпирические методы оценки надежности энергообъектов. Современные же методы технико-экономического обоснования надежности ТЭС при их проектировании и модернизации

практически не применяются. Наиболее сложное положение складывается применительно к проектированию ТЭС с новыми типами оборудования, по которому отсутствуют данные о наработке на отказ, времени восстановления и других показателях надежности отказавших деталей узлов, агрегатов.

Задачи, решаемые при оценке и оптимизации надежности ТЭС, сведены в таблицу 1.

Наибольшие успехи при решении задач, указанных в таблице 1, достигнуты при применении метода наименьших сечений, базирующегося на теории марковских процессов.

Выбор уровня надежности работы ТЭС является экономической задачей, поскольку увеличение надежности ТЭС приводит к росту ее стоимости. Определение оптимальной надежности ТЭС заключается в выборе такого уровня надежности, дальнейшее которого уже экономически нецелесообразно

$$\max \mathcal{E}(n) = \max \sum_{t=0}^{T_p} [P_t(n) - Z_t(n)] \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (1)$$

где $\mathcal{E}(n)$ — чистый дисконтированный доход; $P_t(n)$ — результаты, достигаемые на t -ом шаге расчета; n — надежность отпуска тепла и электроэнергии; t — номер шага расчета; T_p — расчетный период; E — норма дисконта; $P_t(n) - Z_t(n) = \mathcal{E}(n)$ — эффект, достигаемый на t -ом шаге.

Максимальному значению интегрального эффекта соответствует оптимальное значение надежности отпуска энергии.

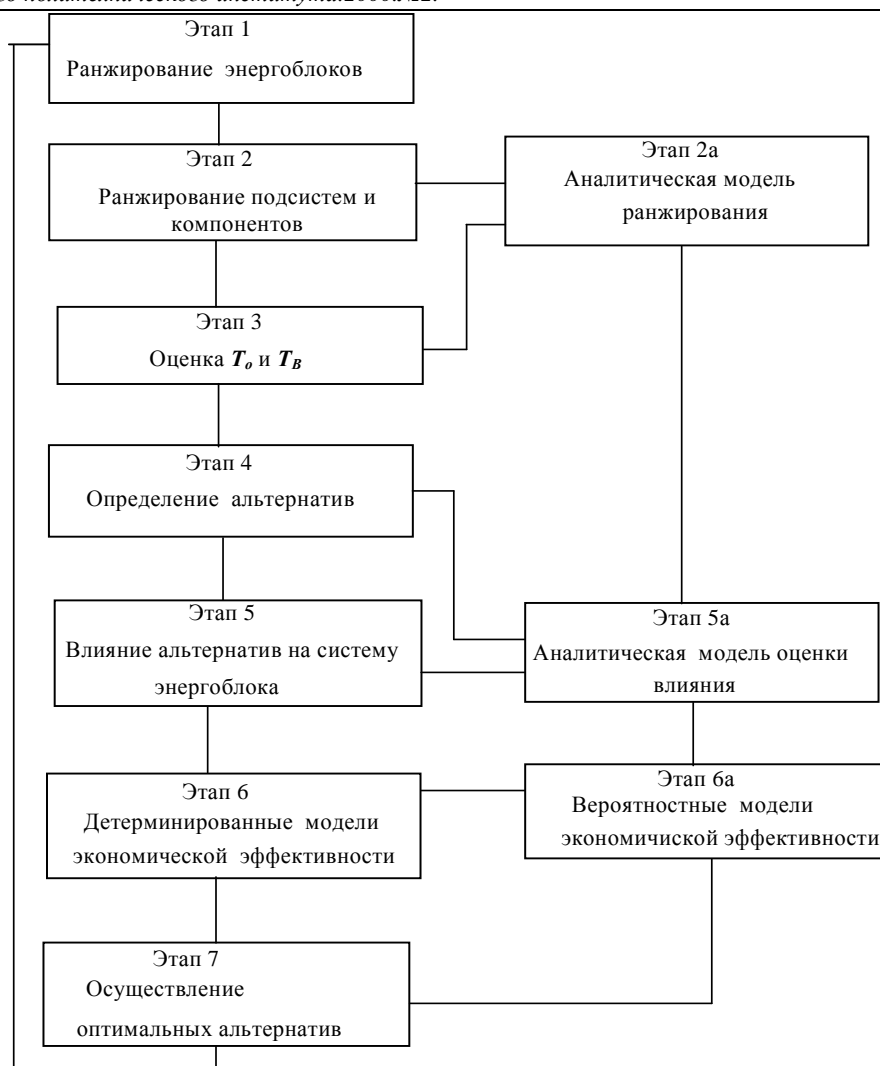


Рисунок 2. Процесс обоснования и принятия решений по оптимизации готовности энергоблоков (агрегатов) электростанций в энергосистеме.

В качестве критерия эффективности могут быть использованы: индекс доходности, срок окупаемости и др.

Методика экономического обоснования структурной надежности энергоисточника включает несколько этапов /2/:
 - составление расчетной структурной схемы энергоисточника;
 - задание информации о надежности элементов схемы;
 - определение зависимости располагаемой мощности энергоисточника от состояния элементов схемы;
 - расчет показателей надежности энергоисточника;
 - экономическое обоснование уровня надежности энергоисточника.

Нами ранее были предложены к использованию первые четыре этапа и опубликованы в Рекомендациях по оценке показателей надежности ТЭС /3/.

На рис. 1 в качестве примера приведена исходная структурная схема I очереди 140 ата Минской ТЭЦ-4, которая согласно /3/ затем преобразована в блок-схему, позволяющую резко сократить число вариантов расчетов без потери точности вычислений. В табл. 2 приведены исходные данные T_o (время наработки на отказ) и T_b (время восстановления работоспособности) для расчета показателей надежности котлов и турбин очереди 140 ата ТЭЦ-4, а также результаты расчетов показателей надежности работы этой очереди в период 1987—1996 гг.

Наряду с детерминированными моделями расчета показателей надежности в ряде случаев настоятельно необходимо использовать и вероятностные. На подобных оценках бази-

руются все обоснования риска, в том числе и в энергетике. Процедура вероятностной оценки риска ТЭС включает шесть последовательных этапов. Аналитический процесс принятия решений на основе вероятностной оценки риска приведен на рис. 2. Как показывает практика, большинство решений, связанных с работой электростанций, должны учитывать прежде всего их надежность, которая составляет 70-80 % суммарной величины экономического эффекта.

В качестве примера оценки риска приведено обоснование установки дополнительного котла I очереди ($p = 14$ МПа) Минской ТЭЦ-4 /4,5/.

На первой очереди этой станции были установлены три котла БКЗ-420-140НГМ (станционные №1-3), одна турбина ПТ-60-130 (ст. №1) и две турбины Т-100-130 (ст. №2,3).

Положив в основу методику, основанную на логико-вероятностных (булевых) методах, выполнен расчет готовности тепловых схем. Стоимостные данные по вероятностным затратам для обоснования установки дополнительного котла приняты в ценах 1991 года.

Рассмотрению подлежали две альтернативы:

Установка дополнительного котла.

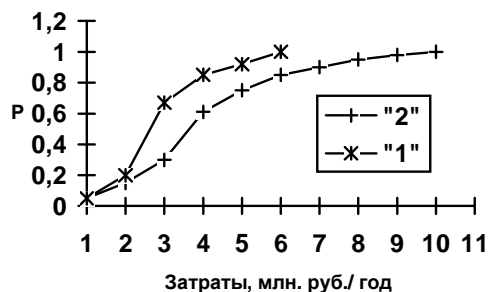
Статус-кво (получение энергии от системы).

Распределение замещающей мощности принято логарифмическим нормальным с фактором неопределенности $\lambda_{max}/\lambda_{cp} = \lambda_{cp}/\lambda_{min} = 3$.

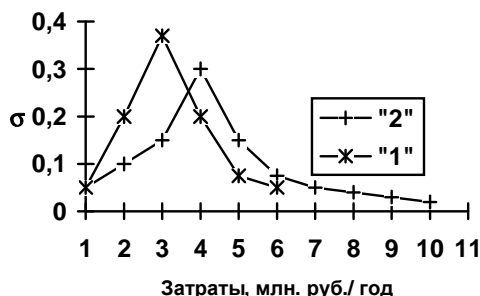
Таблица 2

Данные о T_B и T_O , определенные по результатам отказов котлоагрегатов и турбоагрегатов (очереди 14 МПа) Минской ТЭЦ-4 за период 1987—1996 гг. и расчетные значения эквивалентных коэффициентов готовности $K_{э,гом}$

Годы	Котлоагрегат БКЗ-420-140 НГМ								Турбоагрегат ПТ-60-130/13		Турбоагрегат Т-100/120-130				$K_{э,гом}$
	ст. №1		ст. №2		ст. №3		ст. №7		ст. №1		ст. №2		ст. №3		
	T_B	T_O	T_B	T_O	T_B	T_O	T_B	T_O	T_B	T_O	T_B	T_O	T_B	T_O	
1987	74,7	2001	62	7814	50	7029	-	-	40	7403	31	8155	-	-	0,9805
1988	48	6842	61,2	1954	37,8	1984	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9808
1989	9,5	4189	21	6558	15,3	2689	-	-	-	-	-	-	67	2525	0,9864
1990	38	7019	98	7484	52,5	3621	-	-	71,5	3929	-	-	-	-	0,9852
1991	63,6	2449	-	-	-	-	-	-	11	5876	72	8429	68	4052	0,9817
1992	23,2	3225	-	-	7,2	3553	-	-	61,8	3611	14,5	1600	20	2184	0,9862
1993	-	-	22	5123	18,8	2408	-	-	387	7693	15,8	2667	-	-	0,9828
1994	13	3728	21,6	2486	7	4843	32,3	403	27,4	1156	-	-	-	-	0,9732
1995	-	-	25,8	2554	-	-	56,8	2721	-	-	16,5	1983	20	3406	0,9871
1996	-	-	4,65	3675	-	-	-	-	-	-	-	-	10	4211	0,9986



а)



б)

Рисунок 3. Кумулятивные функции полезности:

(а): 1 – для альтернативы 1 – установка дополнительного котла и 2 – для альтернативы 2 – статус-кво.

Рисунок 3. Кумулятивные функции полезности:

(б): плотности распределения для альтернатив 1 и 2.

Вероятности распределения замещающей энергии, стоимости дополнительного топлива на отпуск электроэнергии и стоимости замещающей электроэнергии также являются логнормальными и основаны на распределении замещающей мощности. Издержки производства при полной неопределенности их поведения потребовали равномерного вероятностного распределения. Затраты на топливо, из-за снижения экономичности в варианте “статус-кво”, характеризуются нормальным распределением и поэтому используется детерминированная оценка. Оценка риска, т.е. суммарные затраты в вероятностной форме, находится на основе дискретной вероятностной алгебры.

В результате расчетов оценка риска для альтернатив 1 и 2 выражается кумулятивными функциями распределения на рис. 3, а.

Там же представлены плотности распределения (рис.3, б). Анализ кривых свидетельствует о том, что суммарные затраты в альтернативе 1, соответствующие максимальной плотности вероятности, составляют около 3 млн руб. в год. Для альтернативы 2 суммарные затраты соответственно превышают 4 млн руб. в год.

В альтернативе 2 (без установки котла) имеется более длинный “хвост” плотностей вероятностей (низковероятный максимальный ущерб), которого нужно избегать.

Вышесказанное предопределило решение по выбору альтернативы 1 (установка дополнительного котла) в противовес альтернативе 2. Данное теоретическое обоснование было принято за основу и, как следствие, на указанной ТЭЦ в 1993 году был установлен дополнительный котел БКЗ-320-

140НГМ (ст. № 7), т.е. спустя 16 лет после установки последнего котла первой очереди.

Как же сказались установка дополнительного котла на показателях надежности неблочной части I очереди МТЭЦ-4? Проанализируем динамику изменения коэффициента готовности неблочной части ТЭЦ до 1993 года и после пуска котла N 7 (1993 год). При наличии на I очереди ТЭЦ трех котлов БКЗ-420-140 средний коэффициент готовности за семь лет (1987—1993 гг.) составил 0,97602, а при установке дополнительного котла увеличился на 0,01512 (15,2 %) и составил 0,99114 (анализируемый период 1994—1996 гг.).

Приведенные в статье примеры показывают, что простое увеличение идентичного оборудования в схемах ТЭС не всегда приводит к однозначному повышению их надежности. Для окончательного принятия решения необходимо использовать наряду с детерминированными вероятные модели оценки риска, получающих все большее распространение в мировой практике.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Попырин Л.С. Методы обоснования надежности тепловых электростанций // Вестник электроэнергетики. - 1997. - N 1. - С.28-39.
2. Попырин Л.С. Инженерная методика расчета и экономического обоснования структурной надежности источников тепла // Теплоэнергетика. - 1992. - N 12. - С.12-19.
3. Борушко А.П., Борушко Г.А., Карницкий Н.Б. Рекомендации по оценке показателей безотказности, ремонтпригодности энергетических блоков (агрегатов) электростанций. - М.: СПО ОРГРЭС. - 1991. - 48 с.

4. Карницкий Н.Б. Синтез надежности и экономичности теплоэнергетического оборудования ТЭС. - Мн.: ВУЗ - ЮНИТИ. - 1999. - 227 с.
5. Борушко А.П., Борушко Г.А. Вероятностная оценка риска на тепловых электростанциях // Известия академии наук. Энергетика. - 1992. - N 3. - С.111-120.

УДК 621.311

Новосельцев В.Г.

КОМБИНИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО И МЕСТНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Существующие системы централизованного теплоснабжения действуют следующим образом: вода подогревается на ТЭЦ или котельной до температуры 90...150 С и затем подается в нагревательные приборы у потребителя по теплотсетям; после этого охлажденная вода возвращается на ТЭЦ или котельную для подогрева. Основной недостаток этих систем - большие потери тепловой энергии при ее транспортировке по теплотпроводам (они могут достигать 15...50% в зависимости от расстояния до потребителя теплоты и качества тепловых сетей).

Так как величина теплотпотерь прямо пропорциональна температуре теплоносителя при том же качестве теплоизоляции, то, уменьшая температуру теплоносителя в тепловой сети, теплотпотери можно снизить. Недостатки этого способа: увеличение размеров нагревательных приборов у потребителя из-за снижения температурного напора увеличение расхода теплоносителя.

Возможно отказаться от схемы централизованного теплоснабжения и применить децентрализованную схему. По этой схеме у потребителя установлен подогреватель воды. Недостатки этого варианта: существующие системы централизованного теплоснабжения в данном случае не востребованы, в существующих зданиях применение этой системы связано с большими затратами.

Возможно применение мини-ТЭЦ, но необходимы значительные денежные затраты на постройку мини-ТЭЦ и частично новых теплотсетей.

Для усовершенствования систем централизованного теплоснабжения возможно комбинирование их с системами местного отопления. Предлагается транспортировать по тепловым сетям теплоноситель с пониженной температурой порядка 50...90 °С, а у потребителя устанавливать доводчик, - устройство для подогрева воды до необходимых потребителю параметров, при которых создается нормальный температурный режим помещения. [1]

Возможны следующие варианты схем:

1. с доводчиком (рис.1)
2. с тепловым насосом (рис.2)
3. с элеватором и доводчиком (рис.3)
4. с пароводяным насосом-подогревателем (рис.4)
5. с газовым водонагревателем (рис.5).

На рисунках 1-5 были приняты следующие обозначения:

- 1 - центральный источник теплоты;
- 2 - доводчик;
- 3 - тепловые сети;
- 4 - потребитель теплоты;
- 5 - тепловой насос;
- 6 - испаритель;
- 7 - компрессор;
- 8 - конденсатор;
- 9 - дроссель;
- 10 - элеватор;

11 - дополнительный нагревательный прибор;

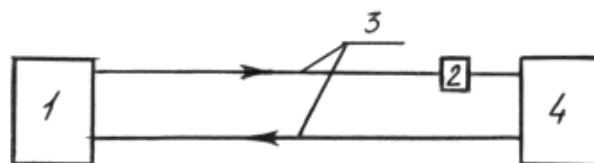


Рисунок 1.

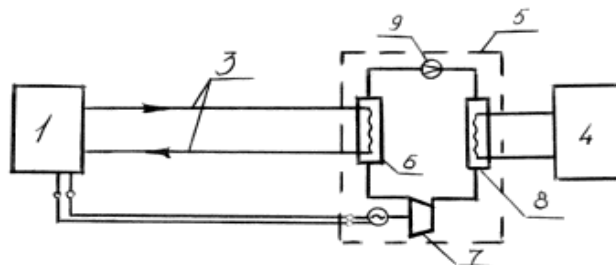


Рисунок 2.

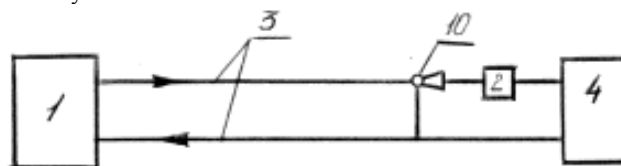


Рисунок 3.

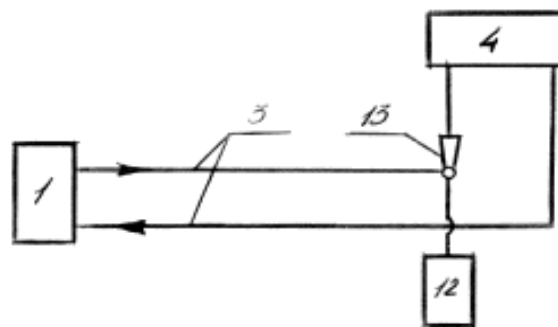


Рисунок 4.

12 - паровой котел;

13 - пароводяной насос-подогреватель.

В качестве доводчика возможно использование газового водонагревателя (газовой колонки, применяемой для целей горячего водоснабжения), газового котла, огневого газоводяного водонагревателя с пульсирующим горением жидкого или газообразного топлива, пароводяного насоса-подогревателя, в ряде случаев электроподогревателя, электрокотла и др.

Газовая колонка применяется как первый, самый простой и дешевый вариант схемы с доводчиком и работает в кратковременном режиме. При ее применении в качестве доводчика