

**ОПИСАНИЕ
ИЗОБРЕТЕНИЯ
К ПАТЕНТУ**

(12)

РЕСПУБЛИКА БЕЛАРУСЬ



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ
СОБСТВЕННОСТИ

(19) **ВУ** (11) **8847**

(13) **С1**

(46) **2007.02.28**

(51)⁷ **F 22G 5/12,**
F 01D 25/10, 25/12

(54) **СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКОЙ
В НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ**

(21) Номер заявки: а 20030408

(22) 2003.05.07

(43) 2004.12.30

(71) Заявитель: Белорусский национальный технический университет (ВУ)

(72) Авторы: Кашеев Владимир Петрович; Сорокин Владимир Николаевич; Воронов Евгений Олегович; Кашеева Ольга Владимировна; Шкода Артем Николаевич (ВУ)

(73) Патентообладатель: Белорусский национальный технический университет (ВУ)

(56) Иоффе Л.С. и др. Эксплуатация теплофикационных паровых турбин. - Екатеринбург: Уральский рабочий тираж, 2002. - С. 17-19.

Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины. - Москва: Энергоатомиздат, 1990. - С. 603.

ВУ 4230 С1, 2001.

SU 1343038 А1, 1987.

SU 1562475 А1, 1990.

RU 2174647 С1, 2000.

(57)

1. Способ управления паротурбинной установкой в нестационарных режимах, включающий подачу пара с заданными параметрами и расходами в проточную часть и на уплотнения паровой турбины, **отличающийся** тем, что на уплотнения турбины подают осушенный пар, причем температура пара, подаваемого на уплотнения турбины при ее разогреве, на 10-15 °С выше текущей температуры металла уплотнений, а температура пара, подаваемого на уплотнения турбины при ее охлаждении, на 5-10 °С ниже текущей температуры металла уплотнений, при этом давление осушенного пара, подаваемого на уплотнения турбины, на 3-5 % выше атмосферного давления.

2. Способ по п. 1, **отличающийся** тем, что подаваемый на уплотнения турбины пар осушают перед входом в уплотнения турбины.

3. Способ по п. 1 или 2, **отличающийся** тем, что подаваемый на уплотнения турбины пар осушают путем отбора влаги фильтровальными материалами.

4. Способ по п. 1 или 2, **отличающийся** тем, что подаваемый на уплотнения турбины пар осушают в поле центробежных сил.

Изобретение относится к энергетике, к тепловым и атомным электростанциям, имеющим паровые турбины, в частности к улучшению работы их цилиндров низкого (ЦНД) и среднего давлений (ЦСД).

При работе паровых турбин неизбежны нестационарные режимы (пуск, останов, изменение расхода пара и его параметров). Эти режимы снижают надежность и экономичность турбины и всей энергоустановки в целом. Велики непроизводительные потери топлива при пуске. Самым действенным способом уменьшения пусковых потерь является сокращение времени пуска турбины. При пуске турбины из холодного состояния или при

ВУ 8847 С1 2007.02.28

ВУ 8847 С1 2007.02.28

повышении температуры пара ротор нагревается быстрее, чем корпус, из-за меньшей массы, больших поверхности взаимодействия с паром и интенсивности теплообмена. Это может привести к осевому задеванию в проточной части, так как ротор расширяется быстрее статора.

Известен способ работы паротурбинной установки в нестационарных режимах (ее пуска), включающий подачу пара с заданными значениями температуры и давления на вход турбины, в ее проточную часть [1]. При проведении исследований и наладочных работ турбомашин определяют среднестатистическую зависимость температуры металла ротора в зоне паровпуска турбины от величины абсолютного расширения ротора. Перед пуском по показаниям приборов и разработанной методике определяют температуру ротора. При пуске турбины для уменьшения относительного расширения ротора (ОРР) в проточную часть в зону паровпуска корпуса турбины подают пар с температурой, превышающей температуру ротора на определенную величину, установленную ранее при проведении исследований и пусконаладочных работ. Это улучшает режимы пуска, что повышает надежность работы установки и срок службы турбомашин.

Недостатками данного способа являются:

- возможность использования только при пуске турбины;
- длительность процесса пуска турбины из-за медленного прогрева вала;
- велики непроизводительные затраты топлива при пуске.

Известен способ работы (пуска) мощной паротурбинной установки с трехцилиндровой турбиной с промежуточным перегревом пара в нестационарных режимах, включающий подачу пара на уплотнения вала без регулирования его температуры [2]. При пуске к концевым уплотнениям цилиндров турбины подается пар. Происходит прогрев ротора, вращаемого валоповоротным устройством, и элемента статора. За счет большего прогрева ротора происходит его смещение по отношению к элементу статора и закрепленному в статоре гребню уплотнения. Затем подают рабочий пар в проточную часть турбины и повышают частоту вращения ротора до 25-30 % номинальной величины. При этой частоте производят выдержку для прогрева ротора. После прогрева ротора увеличением расхода пара в проточную часть турбины повышают частоту вращения ротора до номинальной величины. Пар на уплотнения подается из уравнильной линии деаэраторов. Его давление поддерживается регулятором. Уплотнения валов ЦВД и ЦСД содержат по 4 камеры с каждой стороны вала. Крайние камеры этих уплотнений связаны с паровым пространством вакуумного сальникового подогревателя, в который отсасывается смесь уплотняющего пара и подсосываемого из машзала атмосферного воздуха. В камеру, соседнюю с крайней, подается уплотняющий пар под небольшим избыточным давлением. Уплотнения ЦНД содержат по 2 камеры с каждой стороны. Здесь также уплотняющий пар поступает во вторую камеру, а отводится в вакуумный сальниковый подогреватель из крайней камеры. Уплотняющий пар проходит также внутрь ЦНД, так как его давление выше, чем в последнем.

Недостатками этого способа являются:

- медленный (десятки часов) пуск турбины из холодного состояния;
- большой переходный период при работе в нестационарных режимах;
- большие пусковые потери топлива;
- низкая эффективность турбины в этот период вследствие ее работы в нерасчетном режиме, отсюда большие затраты топлива на производство электроэнергии.

Так, пусковые потери топлива для энергоблока мощностью 300 МВт составляют не менее 200 тонн.

Известен способ работы паротурбинной установки в нестационарных режимах, включающий подачу на уплотнения паровой турбины пара с заданными значениями температуры и давления, где предусмотрены 2 отдельных коллектора уплотняющего пара для "горячих" и "холодных" уплотнений [3].

ВУ 8847 С1 2007.02.28

При пуске блока из холодного состояния уплотняющий пар подается из общестанционной магистрали через регулятор давления с температурой около 150 °С. Для предотвращения укорочения вала при пуске турбины из горячего состояния к уплотнениям ЦВД и ЦСД предусмотрен временный подвод горячего, например острого, пара. Однако этот пар нельзя подать на уплотнения ЦНД, так как чрезмерный разогрев вала ЦНД может привести к ослаблению посадки дисков и втулок уплотнений и возникновению недопустимых вибраций турбины. В этой схеме нет устройства для изменения (регулирования) температуры пара.

Недостатками этого способа являются:

длительное время, требуемое для осуществления плавного перехода при нестационарных режимах;

большие потери топлива при пуске турбины.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому нами способу является способ работы паротурбинной установки в нестационарных режимах, включающий подачу пара с заданными параметрами и расходами в проточную часть и на уплотнения паровой турбины [4, 5]. При этом пар на уплотнения ЦНД подается из коллектора собственных нужд блока и проходит через штатный пароохладитель, представляющий из себя трубу с несколькими форсунками для впрыска мелкораспыленной воды в проходящий по нему пар. Благодаря этому на уплотнения ЦНД паровой турбины подается влажный пар.

Предлагаемый способ обеспечил снижение времени переходных процессов, сократил непроизводительные потери топлива при пуске.

Недостатками данного способа - подачи влажного насыщенного пара на уплотнения являются:

частое появление вибраций ротора, превышающих допустимые пределы;

попадание холодной воды в уплотнения, что приводит к термошокам металла.

Задачей настоящего изобретения является создание способа управления паротурбинной установкой в нестационарных режимах, обеспечивающего дешевое, быстрое и безопасное осуществление переходных, нестационарных процессов.

В результате решения данной задачи достигается новый технический результат, заключающийся в возможности повышения эффективности и надежности работы всей энергоустановки при существенном сокращении топливных, материальных и трудовых затрат.

Данный технический результат достигается тем, что в способе управления паротурбинной установкой в нестационарных режимах, включающем подачу пара с заданными параметрами и расходами в проточную часть и на уплотнения паровой турбины, в соответствии с изобретением на уплотнения турбины подают осушенный пар, причем температура пара, подаваемого на уплотнения турбины при ее разогреве, на 10-15 °С выше текущей температуры металла уплотнений, а температура пара, подаваемого на уплотнения турбины при ее охлаждении, на 5-10 °С ниже текущей температуры металла уплотнений, при этом давление осушенного пара, подаваемого на уплотнения турбины, на 3-5 % выше атмосферного давления. При этом подаваемый на уплотнения турбины пар осушают перед входом в уплотнения турбины путем отбора влаги фильтровальными материалами или в поле центробежных сил.

Подача сухого пара полностью исключает попадание капель влаги в уплотнения и из них в проточную часть турбины и обеспечивает уменьшение до допустимых пределов неравномерности относительного расширения ротора и статора турбины. Экспериментальная проверка показала, что вышеуказанные пределы изменения температур являются оптимальными. Если при разогреве турбины перепад температур между сухим паром на входе в уплотнения и самими уплотнениями будет ниже 10 градусов, то не исключена его конденсация вблизи выхода пара из уплотнения, проход капель влаги в проточную часть ЦНД. В уплотнениях при пуске из холодного состояния пар, по мере прохождения уплотнения, охлаждается и при определенных условиях может сконденсироваться. От влаги

ВУ 8847 С1 2007.02.28

происходит эрозия концевых лабиринтных уплотнений [6]. Влага в проточной части турбины вызывает эрозионный износ рабочих лопаток, уменьшение КПД турбины. Поэтому пар даже на выходе из уплотнений ЦНД в проточную часть ЦНД должен быть слегка перегретым над пограничной кривой (хотя бы на 3-5 °С). Подача пара на уплотнения с перепадом температур более 15 градусов может привести к превышению допустимых пределов относительного расширения ротора и статора. При охлаждении турбины подача пара с разностью температур между паром и уплотнениями менее 5 градусов удлиняет процесс ее охлаждения, а при подаче пара с перепадом температур более 10 градусов могут быть нарушены допустимые пределы относительного расширения ротора и статора. Давление пара, подаваемого на уплотнения, выбирают на 3-5 % выше атмосферного давления, что также подтвердила экспериментальная проверка. При превышении давления не исключено попадание пара в машинный зал, в корпуса стоящих рядом подшипников, обводнение их масла. При меньших давлениях атмосферный воздух проходит в ЦНД, ухудшая вакуум в конденсаторе. Это приводит к уменьшению мощности турбины.

Благодаря этому техническому решению в тракте подачи вышеуказанного пара полностью исключаются термошоки металла, обеспечивается допустимая по существующим нормам скорость изменения напряжений деталей турбины и отсутствие касаний торцами вала турбины ее статора, поддерживается уровень вибраций вала турбины в допустимых границах, достигаются условия для уменьшения на 13-20 % времени, требуемого для осуществления переходных режимов. Следствием технических улучшений являются:

- уменьшение на 0,1-0,15 % расхода топлива, потребляемого энергоблоком в среднем за год работы при сохранении прежней мощности и выработки электроэнергии;

- повышение на 1-1,3 % коэффициента использования установленной мощности, возможность увеличения на столько же количества вырабатываемой в год электроэнергии;

- повышение надежности работы энергоблока;

- уменьшение количества его внеплановых остановов;

- уменьшение износа оборудования;

- уменьшение количества и стоимости ремонтов энергоблока;

- уменьшение затрат на эксплуатацию энергоустановки;

- понижение себестоимости выработанной электроэнергии;

- уменьшение затрат топлива на каждый выработанный кВт/ч электроэнергии.

Резкое изменение температуры в проточной части турбины и ее уплотнениях может привести к образованию нестационарных температурных полей. При этом детали турбины получают разную температуру, их тепловое расширение во времени отличается, и поэтому возникает опасность затруднения свободного теплового расширения одних деталей относительно других, появляется возможность задевания вращающихся деталей о неподвижные, ослабления крепления и даже освобождения отдельных деталей на валу. Так, подача слишком горячего пара на уплотнения цилиндра низкого давления может привести к временному или постоянному ослаблению посадки дисков и втулок уплотнений и возникновению недопустимых вибраций турбины. Из взаимных деформаций деталей турбины при переменных режимах наиболее важны: продольное расширение или сокращение ротора относительно статора, тепловой изгиб ротора, деформация корпуса из-за несимметричного нагрева. При повышении температуры пара в проточной части турбины ротор нагревается быстрее, чем корпус, что может привести к осевому задеванию.

Еще более опасно более быстрое сокращение длины ротора относительно сокращения длины статора, происходящее при подаче в проточную часть турбины пара с температурой более низкой, чем температура ее деталей. Такое возможно при останове турбины, уменьшении мощности или изменении расхода пара и его параметров. Это связано с тем, что осевые зазоры между рабочим колесом и находящейся перед ним диафрагмой всегда меньше, чем между колесом и стоящей за ним диафрагмой.

Другая опасность - в деталях вследствие неравномерного прогрева или охлаждения возникают температурные напряжения, приводящие при их циклическом повторении (пуска, останов, резкое изменение нагрузки) к трещинам малоциклового усталости.

Так как для надежной и безопасной работы энергоблока всегда должно быть соответствие температур пара и металла отдельных узлов, особую опасность для роторов представляют пуски из холодного состояния, если они производятся слишком быстро и ротор не успевает прогреться или температура пара не регулируется. В этом случае металл по сечению ротора прогревается неравномерно: температура внешних слоев растет быстрее, чем внутренних. Из-за этого возникают температурные напряжения, сжимающие внешние слои и растягивающие внутренние. К растягивающим напряжениям от центробежных сил прибавляются растягивающие температурные напряжения. Это может привести к появлению в роторе трещин усталости, их развитию и, наконец, хрупкому разрушению. Трещины в роторе могут появиться в процессе эксплуатации в результате ползучести и истощения длительной прочности. Таким образом, оказывается, что при слишком быстром пуске турбины из холодного состояния, когда предел вязкостного разрушения металла ротора мал, а напряжения велики, даже небольшой дефект, совершенно неопасный при нормальной работе, может привести к внезапному хрупкому разрушению ротора. При работе паровых турбин было несколько случаев таких аварий, которые влекут за собой полное разрушение турбины, серьезные повреждения другого оборудования, а иногда и человеческие жертвы.

Важным для надежной работы турбины элементом являются концевые уплотнения вала. В области высоких давлений уплотнения ограничивают выход пара из турбины, а в областях, где давление меньше атмосферного, препятствуют подосу атмосферного воздуха в турбину и конденсатор, обеспечивая их нормальную работу. Концевые уплотнения должны исключать попадание пара в машзал даже в самых малых количествах, так как при этом теряется не только рабочее тело, но и повышается влажность в зале. При неправильной работе уплотнений, когда в их уплотнительные камеры подается пар слишком большого давления, происходит выброс избыточного пара из камер. Пар при этом может проникать в корпуса подшипников, вызывая обводнение масла и его порчу. При недостаточном давлении уплотнительного пара атмосферный воздух поступает в ЦВД, ухудшая вакуум в конденсаторе, что приводит к падению мощности и эффективности работы энергоблока.

Попытки регулировать температуру пара, подаваемого на уплотнения турбины, делались неоднократно, но пока что не увенчались успехом из-за технических сложностей их осуществления. Рассматривалось несколько вариантов:

1. Смешение холодного (после ЦВД, температура около 300 °С) потока пара, идущего в котел на промежуточный перегрев, и пара после промперегрева (температура около 550 °С) [7]. Полученный таким образом пар может быть использован только для подачи на концевые уплотнения вала ЦВД. К тому же система сложна в управлении.

2. Электроподогрев пара. Начальная температура пара - 300 °С, давление - 0,7 МПа (до регулятора). Система может быть использована только для уплотнений ЦВД и переднего концевой уплотнения ЦСД [8]. Требуется громоздкие теплообменники (из-за малой плотности пара) и дополнительные затраты на электроэнергию. При малых расходах пара возможен термический пережег нагревательных элементов и теплообменных поверхностей.

3. Для подогрева пара, подаваемого на уплотнение ЦВД и ЦСД, предлагается использовать вихревую трубу, работающую на эффекте Ранка, согласно которому при подаче закрученного потока газа в длинную трубу происходит разделение его по температурам в центре более холодный поток, а по периферии более горячий [8]. В этой системе оказалось трудным получить нужную температуру пара. Система инерционная и сложная в управлении.

ВУ 8847 С1 2007.02.28

4. Предлагалось для подачи пара на уплотнения ЦВД и ЦСД использовать специальную систему, включающую посторонний источник пара [7, 8, 9]. При этом при пусках из неостывшего и горячего состояний на уплотнения ЦВД и ЦСД пар подается от постороннего источника с параметрами: температура - 300-320 °С, давление - 1,0-1,2 МПа (до регулятора), на уплотнения ЦНД пар подается из деаэратора (температура - 160 °С) своей установки. Для мощных турбин, имеющих большую длину вала, может быть установлено два коллектора подачи пара от деаэратора, каждый из которых имеет свой регулирующий клапан с необходимой аппаратурой. Наличие двух коллекторов позволяет иметь в каждом из коллекторов давление, требуемое для лучшей работы. Во время пуска блока предусмотрена подача пара в коллекторы не только от деаэратора, но и от постороннего источника. Обычно таким источником является коллектор собственных нужд энергоблока, в котором давление пара - 1,27 МПа и температура - 250 °С. Использование пара с более низкой температурой недопустимо при пусках из горячего состояния, когда ротор цилиндра среднего давления в районе его переднего уплотнения имеет высокую температуру. Предусмотрена также возможность подмешивания горячего пара от штоков клапанов в оба коллектора, а также в предпоследние камеры заднего уплотнения ЦВД и переднего уплотнения ЦСД. Между коллекторами имеется соединительная линия с задвижкой. Такие системы труднорегулируемые, громоздкие и связаны с большими дополнительными затратами.

5. На мощных энергоблоках на линии подачи пара на уплотнения, в первую очередь на уплотнения ЦНД, может быть установлен пароохладитель [4, 5]. Например, традиционный ("линейный") пароохладитель стоит на турбоагрегате Т-250/300-240. Но оказалось, что традиционные пароохладители не позволяют точно регулировать температуру пара, часто ломаются, дают не сухой пар, а пароводяную смесь, разрушающую уплотнения. И только с появлением разработанного нами вихревого пароохладителя появилась возможность подачи сухого пара с нужными параметрами на уплотнения турбины [10].

Штатная система энергоблока с турбиной Т-250/300-240 не позволяет быстро, надежно и точно регулировать температуру пара, а главное, не гарантирует исключение заброса воды в уплотнения турбины, что приводит к термошокам металла в них, не исключает попадание воды в проточную часть турбины. Необходимо отметить, что заброс охлаждающей воды в устройства, находящиеся после традиционных ("линейных") пароохладителей, - их неизбежная особенность, связанная с их конструкцией. Вода подается через форсунки в поток пара, движущегося с большой скоростью. Для полного испарения воды в этом случае требуется несколько секунд, а за это время капля жидкости пролетает десятки и сотни метров, что значительно больше линейных размеров пароохладителя. Отсюда неизбежный вынос воды из пароохладителя в отходящий паропровод и связанные с этим термошоки металла в местах, куда периодически попадает вода.

Во время проведения капитального ремонта энергоблока № 5 МТЭЦ-4 в 2000 году была модернизирована система подачи пара на уплотнения его турбоагрегата Т-250/300-240. Разработанная нами пароохладительная установка включала вихревой пароохладитель. Затраты на эту пароохладительную установку, включающие разработку и изготовление вихревого пароохладителя, комплектование ее необходимым оборудованием и приборами, составили около 2000 долларов (само оборудование - около 1200, монтаж - примерно 300 долларов). В течение года исследовалась работа данного энергоблока с вышеуказанной пароохладительной установкой, проводилось изучение работы блока при пуске и в переменных режимах эксплуатации, определение надежности и работоспособности пароохладительной системы, а также сравнение качества работы штатной и предложенной (с вихревым пароохладителем) схем получения пара, подаваемого на уплотнения турбины, оценка экономического эффекта.

При проведении испытаний использовалась штатная аппаратура. В необходимых точках замерялись давления, температуры металла и сред, расходы пара и охлаждающей во-

ВУ 8847 С1 2007.02.28

ды. Был разработан алгоритм управления, система автоматического контроля параметров. Относительные расширения роторов турбины регистрировались прибором ИП-8А. Для определения наличия или отсутствия воды в паре, подаваемом на уплотнения, применялся визуальный контроль. Оказалось, что при использовании для охлаждения пара вихревого пароохладителя вода в уплотнения не попадает, вибрации в турбине находятся в пределах нормы, время пуска энергоблока из холодного состояния сокращается на 5 часов.

Исследования показали, что по сравнению со штатной схемой подачи пара на уплотнения значительно упрощается регулирование величин относительных расширений роторов ЦСД-2, ЦНД. Снижается абсолютная величина ОРР, лимитирующая проведение пусковых операций, предотвращается заброс воды из системы концевых уплотнений в проточную часть турбины, более плавно регулируется температура пара на уплотнения, снижаются вероятность осевых задеваний и расход топлива из-за сокращения времени пуска. В среднем за один год (при 10-15 пусках из холодного и неостывшего состояний) экономия топлива составляет 400 т условного топлива, что при цене примерно 50 долларов за одну тонну условного топлива составит 20000 долларов в год. Это понижает себестоимость производства электроэнергии на 0,53 %, уменьшает затраты топлива на 0,16 г условного топлива на 1 кВт/ч произведенной электроэнергии. Кроме того, возрастает надежность работы энергоблока и уменьшаются количество и стоимость ремонтов. Повышается коэффициент использования установленной мощности, уменьшается износ оборудования из-за уменьшения внеплановых остановов, уменьшается эрозия лопаток турбины и уплотнений из-за избежания термошоков металла от попадания холодной воды в проточную часть турбины и в уплотнения ее вала. По оценкам это даст положительный эффект в размере около 4,5-5,5 тыс. долларов в год. Как известно, один аварийный останов с разборкой-сборкой турбины подобного энергоблока из-за повышения уровня вибраций в турбине сверхдопустимого уровня обходится станции в 30-35 тысяч долларов. На Минской ТЭЦ-4 только на двух энергоблоках с турбинами Т-250/300-240 за период времени, меньший одного года (с декабря 1996 по июль 1997 года), из-за вибраций, превышающих допустимые пределы, шесть раз были произведены аварийные остановки турбогенераторов. Поэтому ориентировочно можно считать, что применение предлагаемого изобретения при эксплуатации одного энергоблока с турбиной Т-250/300-240 при предотвращении только одного аварийного останова обойдется электростанции на 55000 долларов в год дешевле, чем при использовании прежней системы.

Таким образом, использование изобретения приводит к следующему: полностью исключаются термошоки металла, обеспечивается допустимая по существующим нормам скорость изменения напряжений деталей турбины и отсутствие касаний торцами вала турбины ее статора, поддерживается уровень вибраций вала турбины в допустимых границах, достигаются условия для уменьшения на 13-20 % времени, требуемого для осуществления переходных режимов. Следствием этого являются:

уменьшение на 0,1-0,15 % расхода топлива, потребляемого энергоблоком в среднем за год работы при сохранении прежней мощности и выработки электроэнергии;

повышение на 1-1,3 % коэффициента использования установленной мощности;

возможность увеличения на столько же процентов количества вырабатываемой в год электроэнергии;

повышение надежности работы энергоблока;

уменьшение количества его внеплановых остановов;

уменьшение износа оборудования;

уменьшение количества и стоимости ремонтов энергоблока;

уменьшение затрат на эксплуатацию энергоустановки;

понижение себестоимости выработанной электроэнергии;

уменьшение затрат топлива на каждый выработанный кВт/ч электроэнергии.

ВУ 8847 С1 2007.02.28

Источники информации:

1. А.с. СССР 1562475, МПК F 01D 19/00, F 01K 13/02 // Бюл. Открытия. Изобретения. - № 17. - 1990.
2. А.с. СССР 1343038, МПК F 01D 19/00 // Бюл. Открытия. Изобретения. - № 37. - 1987.
3. Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины. 2-ое изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - С. 603.
4. Кортенко В.В., Иоффе Л.С. Эксплуатация теплофикационных паровых турбин. - Екатеринбург: Изд. Уральский рабочий тираж, 2002. - С. 120.
5. Турбоустановка Т-250/300-240-3 УТМЗ: Инструкция по эксплуатации ТМТ-1122500 ИЭ. - Свердловск: Изд. УТМЗ, 1987. - С. 185.
6. Щегляев Л.В. Паровые турбины. - М.: Энергия, 1976. - С. 162.
7. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины / Под ред. Д.П. Бузина. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - С. 156.
8. Паровая турбина К-300-240 ХТГЗ / Под ред. Ю.Ф. Косяка. - М.: Энергоиздат, 1982. - С. 18.
9. Паровые турбины сверхкритических параметров ЛМЗ / В.И. Волчков, С.А.Г. Вольфовский, И.А. Ковалев и др.; Под ред. А.П. Огурцова, В.К. Рыжкова. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - С. 331-334.
10. Патент Республики Беларусь № 4230, МПК F 22G 5/12, 1998. Способ охлаждения пара / В.П. Кашеев и др., зарегистрирован 3 сентября 2001 г.