

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ ЗА СЧЕТ КОНСЕРВАЦИИ НЕДОЗАГРУЖЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

© 2018 Сухарева Евгения Викторовна

кандидат экономических наук, доцент

© 2018 Рукина Екатерина Игоревна

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14

E-mail: sukharevayevv@mpei.ru, ruckina.ekaterina@yandex.ru

Увязаны основные положения функционирования рынков тепловой и электрической энергии с работой генерирующего предприятия. Рассмотрены процедуры оптимизации режимов работы теплоэлектростанции за счет консервации недозагруженного оборудования. Итогом исследования являются режимные карты машинного зала и графики относительных приростов, с помощью которых можно оптимально загрузить станцию.

Ключевые слова: консервация генерирующего оборудования, оптимизация режимов теплоэлектростанции, экономическая эффективность ТЭЦ.

Введение

Проблема управления режимами работы ТЭЦ исследовалась многими авторами, и по ее решению получены большие научные и практические результаты. Однако за последние годы в электроэнергетике России произошли радикальные преобразования.

Изменилось оперативно-диспетчерское управление, возникли конкурентные отношения в производстве электроэнергии. Цена на конкурентном рынке не регулируется государством, а формируется на основе спроса и предложения, а его участники конкурируют между собой. Преобразования привели к значительному изменению электроэнергетической системы и, следовательно, научных и практических методов управления ее режимами. Теперь управление осуществляется с помощью адресованных генератором потребителям ценовых сигналов, формирующихся в рамках рынка.

В настоящее время многие станции недогружены по теплу вследствие большого оттока потребителей в 1990-е гг, особенно использующих пар промышленных отборов. В связи с этим у станции повышается расход топлива, а значит, и себестоимость продукции, что сказывается на отпуске электрической энергии.

Все указанное обуславливает актуальность проблемы. Целью исследования являлось повышение эффективности функционирования ТЭЦ за счет выбора оптимального режима работы. К его основным задачам можно отнести:

- 1) исследование рынка тепловой и электрической энергии по Москве;
- 2) изучение методов оптимизации режима работы электростанции;
- 3) выбор метода оптимизации режима работы ТЭЦ;
- 4) оценку экономической эффективности выбранного метода.

Современные проблемы теплофикации

Теплофикация на базе комбинированной выработки электрической и тепловой энергии обладает рядом очевидных преимуществ. Необходимо отметить, что особенности работы теплоэлектростанции связаны с отраслевой спецификой производства и его организации. Теплофикационные электростанции одновременно вырабатывают тепловую и электрическую энергию, а значит, режим работы станции будет зависеть от потребностей в обоих видах продукции. Это существенно усложняет процесс регулирования.

Проблема создания объективных показателей эффективности работы ТЭЦ при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии в нашей стране до сих пор остается нерешенной¹.

Так как основной ввод мощностей энергетического оборудования был в 1960-1970 гг., в последние годы в электроэнергетике России обостряется проблема физического и морального износа оборудования электростанций, тепловых и электрических сетей.

Использование изношенного оборудования ведет:

- к снижению эффективности генерации, перерасходу топлива и дополнительным убыткам;
- повышению аварийности производства, увеличению продолжительности ремонта, росту затрат на ремонт.

ТЭЦ не имеют гарантий по загрузке мощностей, которые есть у АЭС. Это означает, что правила рынка не учитывают технологические особенности работы ТЭЦ, объем выработки электроэнергии которых напрямую зависит от тепловой нагрузки. Таким образом, ТЭЦ, работающие по тепловому графику, имеют ограничения по регулированию электрической нагрузки и не могут полностью выполнять функции по изменению мощности в энергосистеме.

В силу наличия огромного парка объектов либо с неполной загрузкой, либо с высокой степенью износа оборудования необходимо разработать рациональную схему развития отрасли, где будет уделено должное приоритетное внимание направлению модернизации существующих генерирующих мощностей по причине экономичности по сравнению с новым строительством, но при этом проработан вопрос организации нового строительства в тех местах, где не представляются возможными модернизация и реконструкция.

В последние годы кардинально изменилась ситуация с обеспечением запасными частями для всего основного оборудования ТЭЦ. Современные многокоординатные станки позволяют по образцу изготовить любые лопатки. Предлагаются узлы гидравлической автоматики и других сложных устройств.

Учитывая, что продление ресурса обходится существенно дешевле, чем строительство замещающей мощности, такой вариант окажется предпочтительным для многих старых ТЭЦ, увеличение мощности которых нецелесообразно по общесистемным потребностям.

При модернизации необходимо решать задачу максимальной автоматизации техпроцессов, так как большое количество персонала обычно определяет высокие условно постоянные затраты.

В отличие от ГРЭС, работающих на низких параметрах пара, аналогичные ТЭЦ могут быть вполне конкурентоспособными при работе по тепловому графику. Тепловая нагрузка ТЭЦ снижается из-за уменьшения промышленного производства, которое привело к закрытию предприятий и

уменьшению потребления пара. Кроме того, увеличивается доля вторичных энергоресурсов.

Для российских ТЭЦ характерна несбалансированность мощности и структуры оборудования с потребностью на тепловом и электрическом рынках. Около 3 млн кВт мощности турбин с противодавлением простаивают². Турбины переведены в ограничения из-за отсутствия тепловых нагрузок. Неоптимальные режимы работы, частые пуски и остановки оборудования ведут к ускорению технического износа, дополнительным потерям энергии. А это дополнительные материальные затраты.

Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по России в 2014 г. составило 4478 часов³, в 2015 г. - 4402 часа, или 50,25 % календарного времени⁴. При этом число часов использования установленной мощности без учета электростанций промпредприятий составляет:

- тепловых электростанций 4136 часов (47,21 % календарного времени);
- атомных электростанций 7415 часов (84,65 % календарного времени);
- гидроэлектростанций 3354 часа (38,29 % календарного времени);
- ветровых электростанций 592 часа (6,75 % календарного времени);
- солнечных электростанций 738 часов (8,43 % календарного времени).

Кроме того, в нашей стране в данный момент сложилась ситуация, когда есть регионы с мощностью электростанций, превышающей потребности региона. Электроэнергия, производимая ими, должна где-то потребляться. Но при территориальном планировании каждый регион, получающий электроэнергию из другого, объявляет себя энергодефицитным и разрабатывает программу преодоления дефицита (которого по факту нет)⁵.

Многие ТЭЦ, несмотря на низкие удельные расходы топлива в теплофикационном цикле, оказываются убыточными. Наиболее частые причины убыточности ТЭЦ следующие:

- высокие удельные расходы на эксплуатацию и ремонт оборудования ТЭЦ из-за изношенности оборудования и большой численности персонала;
- низкий КИУМ и несоответствие структуры оборудования подключенной нагрузке;
- длительное использование оборудования ТЭЦ в "горячем резерве" для обеспечения пико-

вых электрических нагрузок;

- работа ТЭЦ в конденсационном режиме;
- использование при формировании тарифов

на тепло заниженных удельных расходов топлива на выработку тепловой энергии от водогрейных котлов с соответствующим повышением “удельников” на выработку электроэнергии (распространение эффекта теплофикации на часть ТЭЦ, по сути являющейся котельной);

- конкуренция ГЭС и АЭС, компенсирующих большую часть затрат из платы за мощность при низких переменных затратах;

- ночное маргинальное снижение цены на электроэнергию ниже топливных затрат;

- формирование тарифов на тепло по предельным индексам роста (единожды заниженные тарифы нельзя поднять до уровня среднеотраслевых);

- несоответствие стоимости топлива, принятой в тарифах на тепло, и фактическое отсутствие корректировки в следующий регулируемый период из-за ограничений роста по предельным индексам;

- утверждение органами местного самоуправления заниженных нормативов потребления тепла и ГВС для населения;

- влияние трех последних причин только на ТЭЦ, производящих два товара, что снижает их конкурентоспособность;

- неплатежи;

- возврат завышенных или ненужных инвестиций.

Реальные причины убыточности конкретной ТЭЦ можно определить, только разделив экономические результаты ее деятельности на три составляющие:

- работу в теплофикационном режиме;
- выработку электроэнергии в конденсационном режиме;
- выработку тепла в режиме котельной.

Все чаще более эффективным становится вывод ТЭЦ с рынка. Парадоксально, но при выводе убыточных станций с рынка они оказываются экономически эффективными.

Электроэнергия, вырабатываемая ТЭЦ в конденсационном цикле, будучи у большинства из них дорогой, принимается рынком только в периоды максимального потребления. Примерно у 30 ТЭЦ стоимость электроэнергии иногда оказывается замыкающей для остальных участников рынка (по их ценовой заявке при пиковом потреб-

лении определяется стоимость поставки электроэнергии во всей огромной ценовой зоне). Небольшая ТЭЦ в период пика может поднять цену всего рынка на 10-15 %⁶.

Согласно энергетической стратегии России до 2030 г.⁷ произойдут некоторые изменения структуры установленной мощности: повысится доля атомных электростанций за счет ввода новых мощностей и снизится доля тепловых электростанций на газе из-за вывода оборудования из эксплуатации. В 2015 г. выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, увеличилась по сравнению с 2014 г. всего на 0,2 %, в том числе:

ТЭС - снижение производства на 0,9 %;

ГЭС - снижение производства на 4,1 %;

АЭС - увеличение производства на 8,2 %.

Для обеспечения надежного энергоснабжения потребителей, безаварийной и экономичной работы оборудования электростанции необходимо установить рациональные режимы работы оборудования, учитывающие спрос на энергию, технические и экономические характеристики. Основным, нормальным является установившийся режим работы оборудования, при котором обеспечивается мощность в соответствии с графиком нагрузки и выработка основного количества энергии в заданный период времени.

Консервация как метод повышения эффективности ТЭЦ

Одной из важнейших задач эксплуатации является экономичное распределение энергетической нагрузки между электростанциями энергосистемы и отдельными их блоками и агрегатами. Одновременно должен решаться вопрос о числе рабочих агрегатов, пуске или остановке отдельных агрегатов.

Экономичное распределение нагрузки между работающими агрегатами, обеспечивающее минимальный расход тепла и топлива на электростанции и в энергосистеме, производится на основе метода удельных (относительных) приростов расхода тепла⁸.

В условиях финансовых ограничений наиболее предпочтительными оказываются ремонт или модернизация и консервирование избыточных мощностей.

При такой ситуации рынка, когда явно наблюдается избыток генерирующих мощностей, воп-

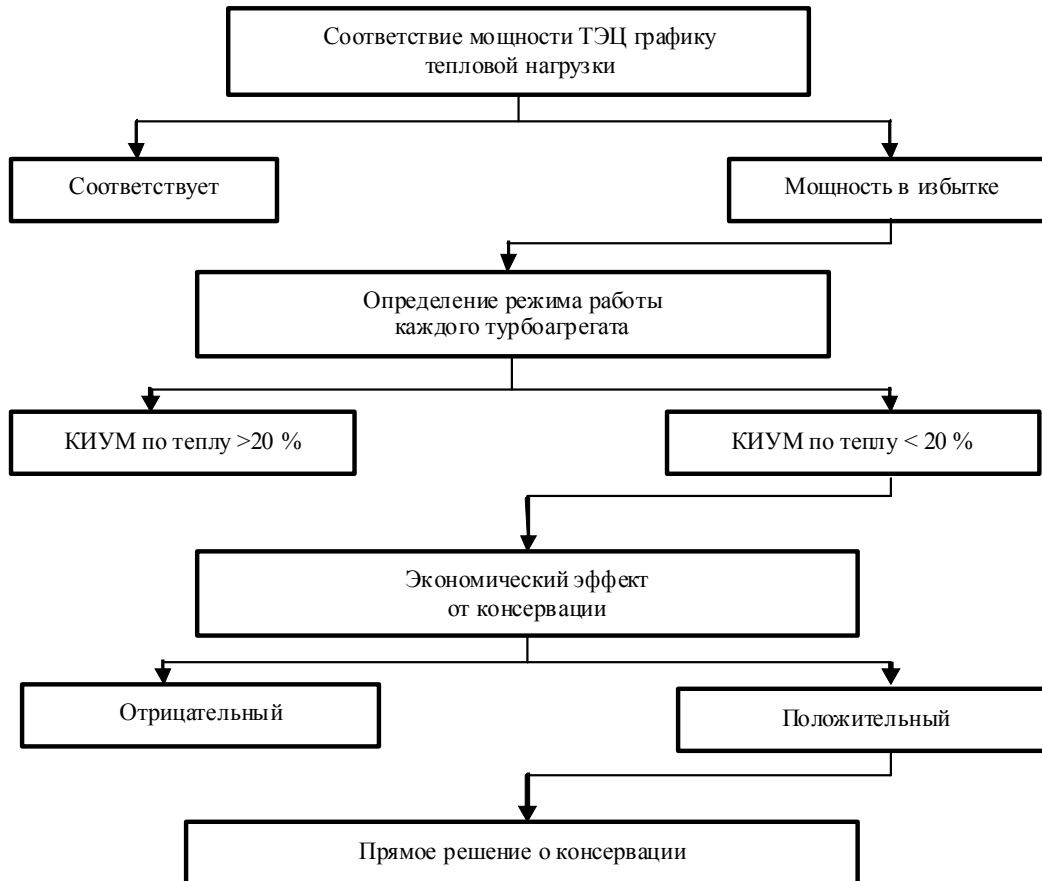


Рис. 1. Механизм решения задачи консервации

рос вывода неиспользуемого оборудования является особенно актуальным. Вывод из эксплуатации или консервация излишнего энергетического оборудования, в том числе и задействованного в теплофикационных режимах, но используемого менее 1000-2000 часов в год, с компенсацией тепловых пиков пиковыми котлами или котельными, переведенными в пиковый режим, приводят к сокращению издержек на амортизацию, а значит, и общих затрат. Консервация недозагруженного оборудования сокращает не только эксплуатационные, но и издержки на пуск/останов агрегатов. Теплофикация сохраняется же на прежнем уровне: графики нагрузки станции по теплу не изменяются. ТЭЦ полностью снабжает своих потребителей теплом, при этом создавая искусственный дефицит электроэнергии.

Задачу можно рассматривать как дискретную, потому что регулирование режимов работы оборудования на практике имеет ограниченную точность, а следовательно, конечный набор вариантов по загрузке турбоагрегатов. Поэтому для решения задачи разработан алгоритм, реализую-

щий процесс перебора вариантов для разных условий.

На начальном этапе сравнивается, соответствует ли тепловая установленная мощность ТЭЦ графику тепловой нагрузки рынка, на котором она работает. Если мощность в избытке, то проверяется, в каком режиме работает каждый турбоагрегат ТЭЦ. При загрузке оборудования по теплу на 1000-2000 часов в год (КИУМ менее 20 %) теплофикация оказывается неэффективной по сравнению с отдельной выработкой и такой энергоблок следует консервировать. Далее рассчитываются значения прибыли энергопредприятия, которые получаются путем изменения параметров, входящих в модель. Так проверяется возможность консервации каждого блока. Далее полученный набор вариантов проверяется на выполнение ограничений. Если хотя бы одно из ограничений не выполняется, соответствующие варианты отбрасываются. После этого из множества вариантов прибыли отбирается тот, который соответствует максимуму. На рис. 1 представлен механизм принятия решения о консервации⁹.

Планирование работы ТЭЦ с учетом консервации

Приведенный выше механизм апробирован на примере ТЭЦ-21 ПАО “Мосэнерго”, которая расположена на севере Москвы в Дмитровском районе, с 2009 г. объединена с ТЭЦ-28. На данный момент установлено 5 энергоблоков Т-110 и одна ПТ-25. Установленная мощность 575 МВт. Средняя нагрузка в течение года 300 МВт.

На основании характеристик генерирующего оборудования рассчитаны характеристики относительных приростов и построена режимная карта машинного зала (табл. 1, рис. 2).

Можно заметить, что нагрузка станции намного ниже установленной, поэтому агрегаты загружены неэффективно.

Предложено два варианта консервации, первый связан с отсутствием промышленного потре-

Таблица 1. Характеристика машинного зала ТЭЦ -21

Характерная режимная точка	Отн. прир. Турб, r_T , $\frac{\text{ГДж}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$	Машинный зал						Котельная		Относ. прир. станц., $r_{ст}$, $\frac{\text{тут}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$
		Т-110-130		ПТ-25-90		Итого		$\sum Q_{ч, кот}$, $\frac{\text{ГДж}}{\text{ч}}$	r_k , $\frac{\text{тут}}{\text{ГДж/ч}}$	
		P^I , МВт	Q^I , $\frac{\text{ГДж}}{\text{ч}}$	P^{II} , МВт	Q^{II} , $\frac{\text{ГДж}}{\text{ч}}$	$\sum P_{мз}$, МВт	$\sum Q_{ч, мз}$, $\frac{\text{ГДж}}{\text{ч}}$			
Минимальная нагрузка по котельной	-	-	-	-	-	-	-	2221	0,0347	-
Минимальная нагрузка по машзалу	7,34	15	355	5	202	80	1981	-	-	-
Минимальная нагрузка ТЭЦ	8,46	17,5	377	14,25	270	101,75	2157	2221	0,0347	0,293
1-й излом характеристики по машзалу	$\frac{8,46}{8,6}$	85,88	955	14,25	270	443,65	5047	5200	0,0363	$\frac{0,307}{0,312}$
2-й излом характеристики по машзалу	$\frac{8,6}{9,63}$	85,88	955	26,65	376	456,05	5154	5309	0,0364	$\frac{0,313}{0,35}$
3-й излом характеристики по машзалу	$\frac{9,63}{9,98}$	110	1187	26,65	376	576,65	6315	6505	0,0384	$\frac{0,37}{0,383}$
Максимальная нагрузка по котельной	-	-	-	-	-	-	-	7406	0,04	-
Максимальная нагрузка по машзалу	9,98	110	1187	28	390	578	6333	-	-	-
Максимальная нагрузка ТЭЦ	9,98	110	1187	28	390	578	6333	6523,2	0,03842	0,384

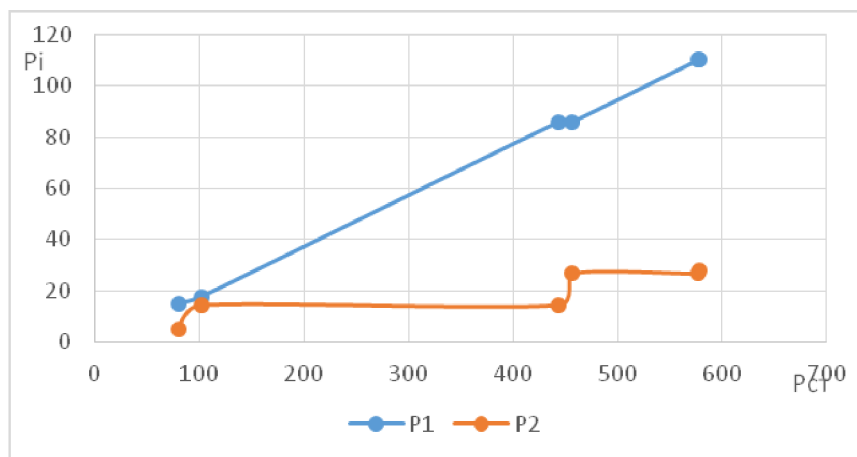


Рис. 2. Режимная карта машинного зала ТЭЦ-21

бителя, второй учитывает спад также и отопительной нагрузки.

Так как у ТЭЦ полностью отсутствует промышленная нагрузка, то содержание турбины ПТ оказывается нерациональным. Поэтому предлагается ее законсервировать.

По второму варианту также консервируется турбина типа Т-110. Консервация по такому варианту не сказывается на отпуске энергии потребителю, так как обе эти турбины работают 1000 часов в год.

тированный денежный поток второго варианта консервации больше дисконтированного денежного потока первого варианта консервации в 11,75 раза, то следует выбрать консервацию ПТ-25-90 и Т-110-130 (т.е. второй вариант).

Заключение

Исследованы рынки тепловой и электрической энергии по г. Москве, из анализа можно сделать вывод, что все ТЭЦ Московского региона работают на 50-70 % от своих возможностей.

Таблица 2. Расчет дисконтированного денежного потока для первого варианта консервации

Показатель	Шаг												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Затраты на консервацию	-38,4												
Затраты на амортизацию и ремонт		6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
Кэфф. дисконт.	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,466	0,424	0,385	0,35	0,319
Дисконт. денежный поток	-38,4	5,5	5,0	4,5	4,1	3,7	3,4	3,1	2,8	2,5	2,3	2,1	1,99
Дисконт. денежный поток нараст. итогом	-38,4	-32,8	-27,8	-23,2	-19,0	-15,2	-11,8	-8,7	-5,8	-3,2	-0,9	1,2	3,1

Таблица 3. Расчет дисконтированного денежного потока для второго варианта консервации

Показатель	Шаг												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Затраты на консервацию	-88,32												
Затраты на амортизацию и ремонт		18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4
Кэфф. дисконт.	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,466	0,424	0,385	0,35	0,319
Дисконт. денежный поток	-88,32	16,7	15,1	13,8	12,5	11,4	10,3	9,4	8,5	7,8	7,0	6,4	5,8
Дисконт. денежный поток нараст. итогом	-88,32	-71,5	-56,3	-42,5	-30,0	-18,5	-8,2	1,2	9,8	17,6	24,7	31,1	37,0

Таблица 4. Сравнение предложенных вариантов

Показатель	Вариант	
	1	2
ДД, млн руб.	3,15015	37,0116
Ток, мес.	7	11

Оба варианта консервации оценены с точки зрения экономической эффективности (табл. 2, 3).

Оттоком денежных средств будут являться затраты на консервацию оборудования, а притоком - экономия от издержек на ремонт и амортизацию.

Из табл. 4 видно, что оба варианта консервации эффективны, но так как срок окупаемости второго варианта (консервация ПТ-25-90 и Т-110-130) меньше срока окупаемости первого варианта (консервация ПТ-25-90) на 4 месяца, а дискон-

тировано, что станции работают в достаточно неэффективном режиме, что ухудшает их технико-экономические показатели.

Выбран метод оптимизации режима работы ТЭЦ с учетом консервации энергооборудования.

Оценены экономические эффекты предложенных методов. Оба метода являются эффективными. Чистый дисконтированный доход у обоих вариантов положительный.

Однако, несмотря на большие первоначальные затраты на консервацию для двух турбин, срок окупаемости данного мероприятия оказывается меньше. Причем станция полностью удовлетворяет запросы потребителей. Следовательно, именно этот вариант и можно рекомендовать к внедрению.

¹ Султанов М.М. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ по энергетической эффективности : дис. ... канд. техн. наук. Москва, 2010. С. 26-27.

² Цыгулев Д.Ю. Выбор оптимальных режимов работы ТЭЦ со сложным составом оборудования : дис. ... канд. техн. наук. Москва, 2008. С. 13.

³ Отчет о функционировании ЕЭС России в 2014 году. URL: http://so- ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2015/ups_rep2014.pdf.

⁴ Отчет о функционировании ЕЭС России в 2015 году. URL: http://so- ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2016/ups_rep2015.pdf.

⁵ Семенов В.Г. Теплофикация в современных рыночных условиях. URL: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2644.

⁶ Там же.

⁷ Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. URL: <http://www.minenergo.gov.ru/activity/energostrategy>.

⁸ Экономика энергетики : учеб. пособие для вузов / Н.Д. Рогалев [и др.] ; под ред. Н.Д. Рогалева. 2-е изд., испр. и доп. Москва, 2008.

⁹ Сухарева Е.В., Шувалова Д.Г., Курдюкова Г.Н. Планирование работы теплофикационной электростанции за счет консервации недозагруженного оборудования // Российское предпринимательство. 2017. Т. 18, № 4.

Поступила в редакцию 30.11.2017 г.