

УДК. 621.311

Е.В. БЫКОВА, М.В. КИОРСАК, д-р техн. наук, **В.М. ПОСТОЛАТИЙ**, д-р техн. наук, член-корреспондент Академии наук Республики Молдова (Институт энергетики АН Республики Молдова, Кишинев)

РАЗВИТИЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ В МОЛДАВСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ НА БАЗЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРОВАЗОВЫХ УСТАНОВОК

Обоснована целесообразность дополнительного ввода новых мощностей для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в ряде городов и населенных пунктов Республики Молдова путем строительства современных парогазовых установок (ПГУ). Это позволяет повысить эффективность использования импортируемого природного газа ориентировочно на 20%, обеспечивает необходимый баланс электрической мощности и снижение потерь в сетях. Приведены результаты расчетов и для 40 городов и населенных пунктов осуществлен выбор мощности ПГУ общей электрической мощностью – 1140 МВт и тепловой – 860 Гкал/ч.

Большинство потребителей населенных пунктов и промышленных центров нуждаются как в электрической, так и в тепловой энергии. В сложившейся практике электрическое снабжение потребителей, как правило, осуществляется от энергетической системы, а тепловое – от самостоятельных котельных.

Для выработки электрической энергии используются в основном большие тепловые станции, работающие в паросиловом цикле. Их КПД не превышает 30-35%. Значительные тепловые потери возникают по следующим причинам:

- низкие начальные параметры пара;
- тепловые выбросы, связанные с преобразованием сбросного пара в конденсаторе;
- высокая температура выбрасываемых в атмосферу продуктов сгорания топлива.

Находящиеся вблизи населенных пунктов тепловые станции могут работать в режиме, при котором осуществляются промежуточные отборы пара для целей теплоснабжения потребителей.

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) имеют более высокий КПД, чем конденсационные станции. Однако часто условия для сооружения крупных ТЭЦ вблизи населенных пунктов по самым разным причинам отсутствуют. Обычно идут по пути сооружения отдельно конденсационных электростанций и котельных на органическом топливе, в основном, газе и продуктах переработки нефти.

В настоящей работе сделана попытка комплексной оценки технических и экономических показателей и целесообразности создания на территории Республики Молдова электростанций малой и средней мощности для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Их мощность может колебаться в пределах – (2,5 -10) МВт – (75-100) МВт, а в ряде случаев и более.

Основным видом топлива, применяемым в настоящее время для выработки электрической и тепловой энергии, является газовое. В наиболее крупных городах правобережной части Республики Молдова – в Кишиневе и Бельцах – осуществляется производство электрической и тепловой энергии на ТЭЦ, с использованием в основном природного газа и частично мазута. Теплоснабжение этих городов обеспечивается преимущественно от ТЭЦ: в Кишиневе – от ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, а в Бельцах – от ТЭЦ-Норд. В этих городах имеется также ряд котельных, которые производят только тепловую энергию. Однако их доля в общем балансе тепловой энергии относительно невелика.

Для других населенных пунктов Республики Молдова производство тепловой энергии осуществляется на котельных с использованием природного газа (в газифицированных районах) и мазута, а в районах негазифицированных – мазута и частично твердых видов топлива (угля и дров). Обеспечение электроэнергией данных населенных пунктов производится от единой электроэнергетической системы республики.

Согласно данным [1, 2] для Правобережной части республики общие объемы потребления электрической энергии в 2000 году составили 3379 млн кВт.ч, а тепловой – 3057 тыс. Гкал. Приведенные к единой системе единиц, электрическая и тепловая энергия соотносятся как 0,95 : 1,0, т.е. их доли практически равны.

В настоящее время тарифы таковы, что электроэнергия, отпускаемая потребителям населенных пунктов, обходится им почти в два раза дороже, чем себестоимость ее производства. Это касается как источников, находящихся на территории республики, так и источников других энергосистем, импортирующих электроэ-

нергию, в частности из Украины для Северной и Северо-западной частей Республики Молдова. Существуют реальные возможности снижения тарифов на электроэнергию и теплоэнергию при условии применения новых технологий их производства.

Теорией и практикой доказано, что наиболее выгодна совместная выработка электрической и тепловой энергии. При этом суммарный КПД использования топлива является наиболее высоким, а себестоимость получаемой энергии, соответственно, самой низкой.

Поскольку основным видом топлива как для электростанций, так и для котельных является природный газ, важно предусмотреть способы его использования с наибольшим КПД.

Доля потребления импортируемого природного газа в Республику Молдова в энергетическом секторе составляла 69,3% в 1990 году. Затем длительное время она оставалась на уровне 50%, а в 1999-м снизилась до 31,4%. В 2001 году в связи с увеличением загрузки Кишиневской ТЭЦ-2 доля используемого природного газа несколько возросла. Следует полагать, что в перспективе энергетический сектор восстановит объемы потребления природного газа.

Важно отметить, что потребление электрической и тепловой энергии практически сравнялось между собой, т.е. по энергетическому эквиваленту они стали близки друг к другу. В предыдущий период доля тепловой энергии превышала долю электрической энергии (например, в 1990 году при потреблении в республике в целом 12668 млн кВт.ч электроэнергии, потребление тепловой энергии составило 20983 тыс. Гкал, т.е. по энергетическому эквиваленту тепловой энергии потреблялось в 1,9 раза больше, чем электрической). С учетом изменившихся условий часть потребителей тепловой энергии перешла на собственную ее выработку путем прямого использования топлива, прежде всего, природного газа.

Проблемы энергетического сектора Республики Молдова существенно возросли в связи с тем, что Правобережье не балансируется по электрическим мощностям и электроэнергии. В настоящее время собственные электростанции Правого берега Республики Молдова в состоянии покрывать не более 30-40% от потребности электроэнергии. Если не развивать собственные источники электроэнергии, то дефицит электрических мощностей на перспективу с учетом прогнозов развития экономики может достигнуть 1000-

1300 МВт и более, принимая во внимание, что потребление электроэнергии может возрасти до 8,6 млрд кВт.ч [3].

Поскольку оборудование котельных в населенных пунктах Республики Молдова находится в неудовлетворительном состоянии, требует модернизации и замены, для республики остается проблемой поддержание и развитие систем теплоснабжения, для чего также необходимы большие финансовые и материальные затраты.

Таким образом, в настоящее время и на перспективу в Республике Молдова актуальна проблема электрических и тепловых мощностей. Наиболее выгодно решать ее в комплексе, исходя из возможности снижения затрат на конечную единицу выработанной энергии, что позволит наиболее эффективно использовать средства и топливо и обеспечить снижение тарифов. С учетом накопленного опыта данные проблемы следует решать на основе применения установок комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Наиболее приемлемым является применение современных парогазовых установок (ПГУ), а также газодизельных установок, работающих на природном газе.

Республика Молдова получает природный газ из проходящих по ее территории и по территории Украины газопроводов, по которым осуществляется экспорт российского природного газа в Румынию, Болгарию, Турцию и другие страны. Республика имеет газовую распределительную сеть. Таким образом, здесь есть необходимые условия для строительства электрических установок, которые могут обеспечить комплексное решение задач электрического и теплового снабжения населенных пунктов.

Преимущества газотурбинных и парогазовых установок и общие методические подходы к выбору их мощности и мест расположения

Энергетические газовые установки позволяют осуществить комбинированную выработку электрической и тепловой энергии. Как известно, ПГУ содержит газовую турбину, приводящую в движение электрический генератор, и котел – утилизатор, куда сбрасываются продукты сгорания природного газа, имеющие температуру 550-600°C. В котле-утилизаторе осуществляется отбор тепла от проходящих через него продуктов сгорания от газовой турбины и превращение этого тепла в водяной пар, который направляется в паровую турбину, имеющую промежуточные отборы пара для теплообменников, где

происходит нагрев воды для целей отопления и горячего водоснабжения. Паровая турбина приводит в действие свой электрический генератор. Она может работать и в конденсационном режиме. Возможны варианты газотурбинных установок (ГТУ) с котлами-утилизаторами, из которых пар направляется непосредственно в теплообменники систем теплоснабжения и горячего водоснабжения.

Отметим, что при отдельной выработке электрической энергии на конденсационных станциях КПД не превышает 24-36% для газовых турбин и 30-35% – для паровых турбин в конденсационном режиме.

Соответственно, КПД электростанций с использованием указанных турбин по отдельности не превышает приведенных значений. Если обеспечить утилизацию тепловых выбросов (или осуществлять отборы пара) для целей теплового снабжения, то величину общего КПД таких энергетических установок с использованием комбинированного цикла можно поднять до уровня 60-75%. При отсутствии тепловых отборов КПД ПГУ может достигать 47-53%. Иными словами, использование теплоты сгорания газового топлива при комбинированной выработке электрической энергии и тепла может характеризоваться указанным значением КПД.

Согласно данным технических и экономических расчетов при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии на ТЭЦ в сложившихся пропорциях суммарно достигается снижение себестоимости получаемой энергии ориентировочно на 20% по сравнению с отдельным производством тех же количеств электрической энергии на конденсационных станциях и тепловой энергии на котельных установках.

Для потребителей, нуждающихся только в тепловой энергии, следует предусматривать котельные с паровыми или водогрейными котлами. Для потребителей, нуждающихся только в электрической энергии, можно использовать источники с газовыми турбинами или паровыми турбинами.

Наиболее экономичным является совместное использование газовых турбин, работающих на газовом топливе, и паровых турбин на паре, получаемом от утилизации тепла отходящих газов из газовых турбин. На таких станциях продукты сгорания газа из газовых турбин при температуре 450-550°C направляются в котлы-

утилизаторы, где отдают свое тепло на образование пара. В ряде случаев продукты сгорания, выходящие из газовой турбины, могут сбрасываться в паровые котлы существующих котельных, в которых возможно предусмотреть дополнительное сжигание топлива для обеспечения необходимых параметров пара по условиям работы паровой турбины.

Согласно анализу показателей различных вариантов ПГУ, примерно половина полезного энергетического потенциала, полученного в результате сгорания газового топлива в газовой турбине, удастся использовать в виде выработанной электрической энергии и примерно столько же утилизировать в виде тепловой энергии отходящих из газовой турбины газообразных продуктов сгорания.

В зависимости от мощности и типа каждая газовая турбина характеризуется своей величиной теплосодержания сбрасываемых газообразных продуктов сгорания.

Используя эти величины и зная требуемые суммарные тепловые нагрузки систем теплоснабжения и горячего водоснабжения, можно определить необходимую мощность и тип газовой турбины для ПГУ.

На основании данных [5] на одного человека в час рассчитана величина удельной тепловой мощности, необходимая для теплоснабжения и горячего водоснабжения в зимний период. Эта величина принята равной 0,0012 Гкал/ч.чел (1200 ккал/ч.чел). Далее по специальным номограммам определены тепловые нагрузки ПГУ и их необходимые расчетные мощности, а затем осуществлен выбор величин номинальных (установленных) мощностей. При этом произведена проверка, удовлетворяет ли мощность ПГУ электрическим нагрузкам, рассчитанным по удельным мощностям на одного жителя данного населенного пункта. В качестве удельных мощностей нагрузок приняты величины 0,4-0,6 кВт/чел. С учетом мощности и типа ПГУ рассчитаны объемы годового расхода газового топлива.

Расчет мощности и выбор мест установки ПГУ в населенных пунктах, газифицируемых в перспективе

В табл. 1 приведены результаты расчетов максимальных тепловых нагрузок для 14 населенных пунктов, а также необходимые тепловые мощности ПГУ, определенные по указанным тепловым нагрузкам.

Анализ характеристик различных газовых

Таблица 1. Газифицируемые в перспективе населенные пункты, в которых целесообразно сооружение ПГУ

№ п/п	Наименование населенных пунктов	Численность городского населения тыс. чел.	Расчетная тепловая мощность, Гкал/час.	Выбранные варианты ПГУ	Установленная мощность		Годовой расход газа, млн м ³	Срок ввода ГРС
					Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/час		
1	Фалешты	18,73	22,47	ГТТУ-2,5 ГТТУ-16	18,5	23	40,4	До 2010
2	Сынжерей	20,2	24,24	ГТТУ-2,5 ГТТУ-16	18,5	23	40,4	До 2010
3	Теленешты	9,5	11,4	ГТТУ-2,5 ГТТУ-6	8,5	12	20,4	До 2010
4	Корнешты	15	18	ГТТУ-16	16	19	34	Персп.
5	Унгены	41,819	51,6	ПГУ-38	40,5	30	66,9	Персп.
6	Ниспорены	8,873	10,65	ГТТУ-2,5 ГТТУ-6	8,5	12,0	20,4	Персп.
7	Хынчешты	18,669	22,4	ГТТУ-2,5 ГТТУ-16	18,5	23,40,4		До 2010
8	Каинары	4,67	5,6	ГТТУ-6	6,0	8,0	14,0	До 2010
9	Саратены	1,5	1,8	ГТТУ-2,5	2,5	4,0	6,4	Персп.
10	Леово	17,615	21,14	ГТТУ-2,5 ГТТУ-16	18,5	23	40,4	Персп.
11	Кантемир	5,366	6,44	ГТТУ-6	6,0	8,0	14,0	Персп.
12	Бурлачены	2,543	3,05	ГТТУ-2,5	2,5	4,0	6,4	До 2010
13	Кугурешты (Флорештского района):	5,128	6,15	ГТТУ-6	6,0	8,0	14,0	Персп.
	- Верхние	2,797						
	- Нижние	2,331						Персп.
14	Сороки	40,025	48,03	ПГУ-38	40,5	30	66,9	Персп.
	Всего				211,0	227	425	

турбин малой и средней мощности свидетельствует о том, что тепловые нагрузки ($P_{\text{тепл}}$) могут составлять 0,6-1,3 от электрических ($P_{\text{эл}}$). Выбор установок обуславливается конкретными ситуациями. В ряде случаев преобладают тепловые нагрузки, в других – электрические. В настоящей работе предпочтение отдано установкам, от которых удастся отобрать максимальное количество тепловой энергии. К их числу относятся газотурбинные теплофикационные установки (ГТТУ) мощностью от 2,5 до 16 МВт.

При конкретном проектировании ПГУ должны быть уточнены состав оборудования и конкретные характеристики каждого элемента и установок в целом. В этой работе использованы укрупненные показатели ПГУ и ГТТУ и предложены их варианты.

В табл. 1 для рассматриваемых населенных пунктов приведены результаты выбора вариан-

тов ПГУ и ГТТУ, даны величины электрических и тепловых установленных мощностей, а также указаны годовые расчетные расходы объемов газа, необходимые для их работы.

Суммарная электрическая мощность выбранных источников может составлять 211 МВт, при общих тепловых нагрузках 225 Гкал/ч. Расчетная суммарная величина годового потребления газа может составить 425 млн куб. м.

Для обеспечения работы ПГУ и ГТТУ в рассмотренных населенных пунктах районов Республики Молдова предусматриваются работы по газификации [4].

Наряду с этим вполне реально сооружение и ввод в работу ПГУ и ГТТУ в ряде населенных пунктов, в которых уже имеются газоснабжающие сети.

Возможные предложения могут основываться на ранее выполненной работе [6].

Расчет электрического и теплового потребления и предварительный выбор ПГУ для газифицированных городов и населенных пунктов

В качестве расчетного был принят 1996 год, когда еще не наблюдался значительный спад производства электроэнергии. По отчетным данным за этот год общее полезное потребление электрической энергии в Молдове составило 5685,4 млн кВт.ч. Среднее годовое потребление электроэнергии на человека (при численности населения 4,315 млн чел.) составило 1317 кВт.ч/чел. год. Потребление энергии в 1990 году было примерно в 1,8-2 раза выше, чем в 1996-м. При зимнем максимуме электрическая нагрузка достигала 2590 МВт, а на одного жителя – 0,6 кВт/чел. Групповыми потребителями тепловой энергии являются населенные пункты. Перечень рассматриваемых городов и населенных пунктов и данные расчетов приведены в табл. 2.

Выбор мощности тепловых потребителей выполнен с учетом численности населения и длительной максимальной тепловой нагрузки, составляющей 1000-1100 ккал/чел.ч. В расчетах принято 1000 ккал/чел.ч. Например, для населенного пункта с численностью 20 тыс. человек предполагается использование газовых турбин мощностью 11,5 МВт (со степенью сжатия воздуха 12-13) или мощностью 17 МВт (со степенью сжатия воздуха в компрессоре 20-21). Отметим, что газовые турбины при большей степени сжатия воздуха в компрессоре имеют больший КПД и меньшие удельные тепловые выбросы. Сведения о величинах расхода тепла для населенных пунктов с различной численностью населения приведены в табл. 3.

Расчеты показывают, что газовые турбины с меньшей степенью сжатия воздуха удовлетворяют требуемым нормативным электрическим и тепловым мощностям нагрузок. Поскольку мак-

Таблица 2. Перечень и технико-экономические показатели предварительно рассмотренных вариантов малых ТЭС на природном сетевом газе газифицированных городов

№ п/п	Наименование населенного пункта	Рекомендуемая ПГУ	Мощность		КПД средний за год, %	Стоимость			Годовой расход газа, млн м ³ /год
			Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч		млн долл. США		Удельная, долл./кВт	
						всего	в т.ч. оборудование		
1	Бричень	ПГУ-24	24	15	56	14	11	585	41,5
2	Единец	ПГУ-24	24	15	56	14	11	585	41,5
3	Дрокия	ПГУ-24	24	15	56	14	11	585	41,5
4	Рышкань	ПГУ-24	24	15	56	14	11	585	41,5
5	Глодень	ПГУ-24	24	15	56	14	11	585	41,5
6	Бэлць	ПГУ-70	70	45	62	29,6	20,3	425	100,6
7	Флорешть	ПГУ-38	40,5	30	60	18,4	12,2	485	66,9
8	Шолданешть	ПГУ-38	40,5	30	60	18,4	12,2	485	66,9
9	Резина	ПГУ-38	40,5	30	60	18,4	12,2	485	66,9
10	Рыбница	ПГУ-70	70	45	62	29,6	20,3	425	100,6
11	Орхей	ПГУ-38	40,5	30	60	18,4	12,2	485	66,9
12	Стрэшень	ПГУ-24	24	15	56	14	11	585	41,5
13	Дубэсарь	ПГУ-24	24	15	56	14	11	585	41,5
14	Кишинэу	ПГУ-70	70	45	62	29,6	20,3	425	100,6
15	Тигина	ПГУ-38	40,5	30	60	18,4	12,2	485	66,9
16	Тирасполь	ПГУ-70	70	45	62	29,6	20,3	425	100,6
17	Кэушень	ПГУ-24	24	15	56	14	11	585	41,5
18	Чимишлия	ПГУ-24	24	15	56	14	11	585	41,5
19	Чадыр-Лунга	ПГУ-38	40,5	30	60	18,4	12,2	485	66,9
20	Вулканешть	ПГУ-38	40,5	30	60	18,4	12,2	485	66,9
21	Кахул	ПГУ-38	40,5	30	60	18,4	12,2	485	66,9
22	Комрат	ПГУ-38	40,5	30	60	18,4	12,2	485	66,9
23	Басарабьяска	ПГУ-24	24	15	56	14	11	585	41,5
24	Тараклия	ПГУ-24	24	15	56	14	11	585	41,5
25	Григориополь	ПГУ-24	24	15	56	14	11	585	41,5
Всего			932,5	630		452	323		1502,5
в т.ч.									
12 ПГУ-24			288	180		168	132		498
9 ПГУ-38			364,5	270		165,6	109,8		602,1
4 ПГУ-70			280	180		118,4	81,2		402,4

симумы тепловых и электрических нагрузок совпадают, допустимо их совмещение. Электрические нагрузки населенных пунктов 1996 года при различной численности населения приведены в табл. 4. Для сравнения там же приведена и средняя нагрузка 1990 года. При выборе мощности станций использовались данные нагрузок этого года, так как экономика Молдовы постепенно выходит из кризиса и можно ожидать, что в ближайшей перспективе потребление энергии достигнет ранее существовавшего уровня.

В основу подхода к выбору мест расположения станций положены основные факторы: наличие газовой сети или компрессорной станции и населенного пункта – потребителя электрической и тепловой энергии.

Наиболее подготовленными пунктами для сооружения малых станций являются населенные пункты, в которых расположены газовые компрессорные станции: Шолданешть, Дрокия, Вулканешть, Тирасполь. Их обслуживает квалифицированный персонал, имеются необходимые вспомогательные технические сооружения, системы распределения газа и соответствующие ин-

женерные сооружения. Обследование площадок показало, что реально есть возможность размещения малых станций на площадках компрессорных установок или рядом с ними. В качестве первого этапа может рассматриваться разработка и проектирование малых электрических станций в указанных населенных пунктах.

Кроме того, вопрос о строительстве станции может рассматриваться и по следующим критериям:

- возможность утилизации тепловых выбросов на имеющихся компрессорных станциях;
- возможность сооружения малых электрических станций в населенных пунктах с газовой распределительной сетью.

Результаты расчетов режимов энергосистемы при установке ПГУ

С учетом изложенного подхода выполнены расчеты и осуществлен предварительный выбор мест расположения ПГУ для газифицированных городов и населенных пунктов. Результаты приведены в табл. 2.

Ввод новых мощностей в виде ПГУ окажет существенное влияние на параметры режимов

Таблица 3. Расчетные величины расходов тепла для населенных пунктов с различной численностью населения

Численность населения	Необходимый расчетный расход тепла (без учета потерь в тепловых сетях)		
	За год всего, Гкал	За отопительный период*, Гкал	Необходимая производительность тепловых источников в отопительный период, Гкал/ч
На 1 человека	4,77	3,59	0,000895
1000	4770	3590	0,895
2000	9540	7180	1,79
4000	19080	14360	3,58
8000	38160	28720	7,16
16000	76320	57440	14,32
32000	152640	114880	28,64

* Продолжительность отопительного сезона – 167 дней (4008).

Таблица 4. Расчетные значения мощности максимальных электрических нагрузок для населенных пунктов различной численности

Расчетная максимальная электрическая нагрузка, кВт/чел при Руд =	Электрическая нагрузка, МВт, при численности населения, чел.					
	1000	2000	5000	10 000	20 000	30 000
0,2*	200	400	1000	2000	4000	6000
0,4**	400	800	2000	4000	8000	12000
0,6***	600	1200	3000	6000	12000	18000

* реальная средняя удельная максимальная нагрузка 1996 года.

** удельная средняя максимальная нагрузка 1990 года.

*** максимальная нагрузка в 1990 году

енергосистемы. В работе рассчитаны режимы энергетической системы Республики Молдова при постепенном дополнительном вводе генерирующих мощностей ПГУ от 0 до 932 МВт в городах и населенных пунктах, указанных в табл. 2. При этом рассмотрены варианты ввода 3, 7, 13, 22 и 25 станций суммарной мощностью соответственно 88,5; 280; 424; 781 и 932 МВт.

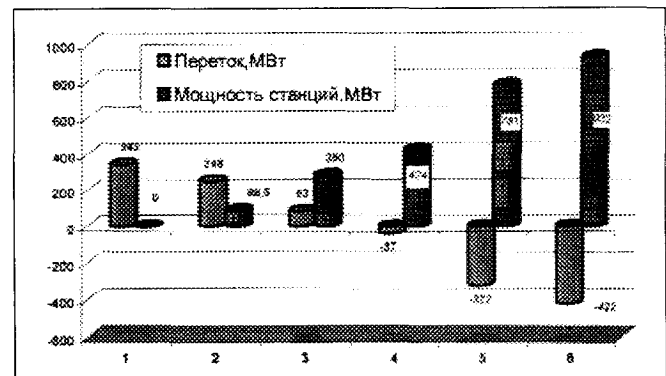
В городах Кишиневе, Тирасполе, Бэлце, Рыбнице предусмотрено сооружение станций мощностью 70 МВт. В населенных пунктах Флорешть, Шолданешть, Резина, Орхей, Тигина, Чадыр-Лунга, Вулканешть, Кахул, Комрат – станции мощностью 38 МВт, в остальных 12 районных центрах – мощностью 24 МВт (табл. 2).

Результаты расчетов режимов энергетической системы анализировались по величинам перетоков мощности по межсистемным связям из энергетической системы Украины, с которой энергетическая система Молдовы работает параллельно, а также по режимам внутри системы, в том числе по потерям активной мощности в высоковольтных сетях и по изменению напряжений в узлах. Все новые станции были введены в расчетную схему новыми узлами, связанными с существующими.

Общие потери активной мощности в высоковольтных сетях в энергетической системе при росте суммарной мощности станций значительно снижаются. Так, при строительстве трех станций суммарной мощностью 88,5 МВт потери уменьшаются на 10%, 13-и – с суммарной мощностью 424 МВт – на 39%, 25-и – суммарной мощностью 932 МВт – на 50% (табл. 5).

В периоды максимальных нагрузок Молдавская энергосистема получает из энергетической системы Украины мощность порядка 300 МВт. При строительстве новых станций величина перетока снижается, а при введении 10-13 станций общей мощностью 300-400 МВт потребности Молдовы в электрической энергии будут полностью удовлетворяться собственными источниками.

При введении большего числа станций появляется возможность экспорта энергии в энергетическую систему Украины, Румынии и других стран. Зависимость величин перетоков при росте мощности станций приведена на диаграмме.



Мощность малых ТЭЦ и приток мощности

Анализ качества напряжения дает следующую картину: в узлах 400 кВ – снижение потерь напряжения с -4,18 до -2,88 кВ; в узлах 330 кВ с -6,72 до -4,86 кВ; в сети 110 кВ с -7,74-3,32 кВ. В процентном отношении к номинальному напряжению потери напряжения уменьшаются соответственно на 0,3; 0,5; 3%.

Вместе с тем, ввод новых станций приведет к росту реактивной мощности. Это потребует ее регулирования для поддержания предельных уровней напряжения в приемных узлах. Для обеспечения этого режим на генераторах новых станций нужно будет держать таким образом, чтобы генерировалась минимально допустимая величина реактивной мощности.

Мощности источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанные в таблицах 1 и 2, для Республики Молдова необходимы на перспективу, причем часть из них потребуется до 2010 года.

Предусматривается развитие Кишиневских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 и Бельцкой ТЭЦ-Норд на базе использования ПГУ. Не исключено сооружение

Таблица 5. Параметры режима энергетической системы при росте мощности новых электрических станций

Количество станций, МВт	Мощность станций, МВт	Переток, МВт	Потери активной мощности в долях
0	0	343	1
3	88,5	248	0,9
7	280	83	0,71
13	424	-37	0,61
22	781	-322	0,53
25	932	-422	0,5

ПГУ и ГТТУ в других населенных пунктах, в том числе сооружение установок с использованием небольших по мощности газодизельных двигателей с утилизацией тепловых выбросов.

В табл. 6 указаны ориентировочные этапы и возможные масштабы сооружения и ввода в работу новых источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии до 2010 года и на перспективу

Выводы

1. Использование электрических станций с комбинированной выработкой энергии позволяет осуществить наиболее экономичный режим выдачи электрической и тепловой энергии, что дает возможность эффективнее всего использовать природный газ.

2. Наличие газовой сети упрощает решение вопроса о размещении станций малой мощности и позволяет значительно уменьшить расходы по их сооружению.

3. В условиях Молдовы в настоящее время строительство 10-12 станций малой мощности способно удовлетворить дефицит энергии полностью за счет собственных источников, а при строительстве большего числа обеспечить перспективу развития.

4. Расчеты режимов энергетической системы показали, что ее параметры улучшаются с ростом мощности новых станций. Так, потери активной мощности в высоковольтных сетях при указанном количестве станций уменьшаются на 10-50%, а потери напряжения в узлах разных классов напряжений снижаются на 0,3-3%.

Таблица 6. Расчетные данные о возможной перспективе развития сооружения ПГУ, ГТТУ в Республике Молдова (в Правобережной части) на период до 2010 года и на перспективу до 2015-го и 2020 гг.

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	Планируемый период		
			до 2010	до 2015	до 2020
1	Количество ПГУ, ГТТУ, которые могут быть введены в работу (всего)	шт.	10	20	30
2	Суммарная установленная электрическая мощность ПГУ и ГТТУ	МВт	300	760	1000
3	Расчетный суммарный годовой расход природного газа	млрд куб. м/год	0,5	1,3	1,7

1. *Топливо-энергетический баланс Республики Молдова.* – Департамент статистики РМ, 2000.

2. *Анализ состояния энергетического комплекса Республики Молдова и пути обеспечения энергетической безопасности /* Постолатий В.М., Гылка К.И., Новак М.И. и др. // *Составитель Постолатий В.М.* – Кишинев. – 172 с.

3. *Strategia energetica a Republicii Moldova pina in anul 2010. Aprobata prin Hotarirea Guvernului RM; nr. 360 din 11 aprilie 2000.*

4. *Национальная программа развития газовой отрасли Республики Молдова.* – I.P. „Gazproiect” SA, 2002.

5. *Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей // Под ред. Николаева А.А.* – М.: Из-во литературы по строительству, 1965. – 359 с.

6. *В.М. Постолатий, М.В. Киорсак, Е.В. Быкова. О возможности применения парогазовых установок для снабжения электрической и тепловой энергией потребителей населенных пунктов и промышленных центров Республики Молдова // "Коммерсант Молдовы". – №15. – 21.04.2000.*