



АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПГУ МАЛОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИЕЙ РЕСПУБЛИКИ МОЛДОВА

Калинин Л.П., Зайцев Д.А., Тыршу М.С., Голуб И.В.
Институт энергетики Академии наук Молдовы

Реферат – В работе приведены результаты исследований по моделированию перспективных режимов энергосистемы, предусматривающих развитие когенерационных установок малой мощности (ПГУ) в некоторых населенных пунктах Молдовы.

Ключевые слова: тепловая нагрузка, парогазовая установка, потери активной мощности.

ANALIZA UTILIZĂRII INSTALAȚIILOR ABUR-GAZ DE MICĂ PUTERE PENTRU ASIGURAREA CONSUMATORILOR CU ENERGIE ELECTRICĂ DIN REPUBLICA MOLDOVA

Kalinin L., Zaițev D., Tîrșu M., Golub I.
Institutul de Energetică al Academiei de Științe a Moldovei

Referat – În lucrare sunt prezentate rezultatele cercetărilor de simulare a regimurilor sistemului energetic de perspectivă, care prevede dezvoltarea instalațiilor de cogenerare de mică putere în unele localități din Republica Moldova.

Cuvinte cheie: sarcină termică, instalație de abur pe gaze, pierderi de putere activă

ANALYSIS OF LOW-POWER COMBINED CYCLE POWER PLANTS TO PROVIDE ELECTRICITY CONSUMERS OF MOLDOVA

Kalinin L., Zaitsev D., Tirsu M., Golub I.
Institute of Power Engineering of Academy of Sciences of Moldova

Abstract – The paper present results of modeling of power modes in transmission system including the use of low-power cogeneration plants in some places of Moldova.

Keywords: power losses, thermal load, cogeneration plants.

1. ВВЕДЕНИЕ

Парогазовая установка состоит из двух отдельных установок: паросиловой и газотурбинной. В газотурбинной установке турбину вращают газообразные продукты сгорания топлива. Топливом может служить как природный газ, так и продукты нефтяной промышленности (мазут, солярка). На одном валу с турбиной находится первый генератор, который за счет вращения ротора вырабатывает электрический ток. Проходя через газовую турбину, продукты сгорания отдают ей лишь часть своей энергии и на выходе из газотурбины все ещё имеют высокую температуру. При выходе из газотурбины продукты сгорания попадают в паросиловую установку, в котел-утилизатор, где нагревают воду и образующийся водяной пар. Температура продуктов сгорания достаточна для того, чтобы довести пар до

состояния, необходимого для использования в паровой турбине (температура дымовых газов около 500 градусов по Цельсию позволяет получать перегретый пар при необходимом давлении. Паровая турбина приводит в действие второй электрогенератор.

К основными преимуществам ПГУ можно отнести:

- Парогазовые установки позволяют достичь электрического КПД более 60%. Для сравнения, у работающих отдельно паросиловых установок КПД обычно находится в пределах 33-45%, для газотурбинных установок — в диапазоне 28-42%;
- Низкая стоимость единицы установленной мощности;
- Парогазовые установки потребляют существенно меньше воды на единицу вырабатываемой электроэнергии по сравнению с паросиловыми установками;

- Короткие сроки возведения (9-12 мес.); Нет необходимости в постоянном подвозе топлива;
- Компактные размеры позволяют возводить непосредственно у потребителя (завода или внутри города), что сокращает затраты на ЛЭП и транспортировку электрической энергии;
- Более экологически чистые в сравнении с паротурбинными установками.

В настоящей работе проанализированы нормальные режимы республиканской энергосистемы при включении в некоторых узлах сети ПГУ. Для обеспечения максимально возможного КПД подключаемых установок, узлы подключения выбирались с учетом наличия в них централизованной тепловой нагрузки по данным НАРЕ за 2011г. В используемых расчетных моделях ПГУ подключались к ближайшим подстанциям сети 110кВ. К этим населенным пунктам относятся: Унгены, Калараш, Оргеев, Чимишлия, Комрат, Новые Анены, Штефан-Водэ, Глодяны, Кагул, Криуляны, Бельцы, Кишинев (три точки подключения).

Электрическая мощность установок рассчитывалась для двух вариантов:

1. Исходя из объемов произведенной за последний отчетный год тепловой энергии (вариант А) [1]
2. Исходя из существующих нормативов по теплотреблению и электропотреблению на одного человека (вариант Б) [2]

Все режимы рассчитывались для двух стратегий развития транспортных сетей республиканской энергосистемы:

1. Синхронная работа энергосистем Молдовы и Украины
2. Синхронная работа энергосистемы Молдовы с ENTSO-E.

РАСЧЕТНЫЕ МОДЕЛИ ПРИ СИНХРОННОЙ РАБОТЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ МОЛДОВЫ И УКРАИНЫ

Основной объем информации в рамках рассматриваемого сценария приведен в Таблице 1. При анализе информации видно, что при выборе генерирующих мощностей исходя из реального производства тепловой энергии (Вариант А), суммарная подключаемая генерация составляет $85.57 + j45.62$, а при расчете генерирующих мощностей ПГУ в соответствии с нормативными показателями (Вариант Б) – $456.5 + j241.02$, то есть в 5.3 раза больше. Относительно низкие расчетные генерирующие мощности в Варианте А связаны со значительным снижением выработки энергии на существующих котельных. Причины этого, как правило, заключаются в отсутствии промышленных нагрузок и отказе бытовых потребителей от использования систем централизованного теплоснабжения и горячего водоснабжения.

График изменения потерь в республиканской энергосистеме по мере ввода генерирующих мощностей в Варианте А представлен на Рис. 1

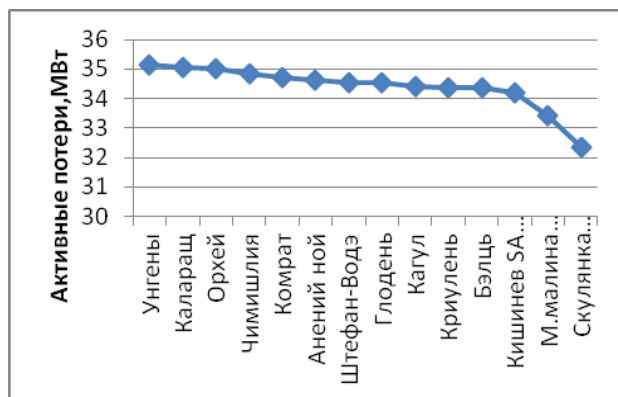


Рис.1 Зависимость активных потерь в республиканской энергосистеме при последовательном вводе генерирующих мощностей

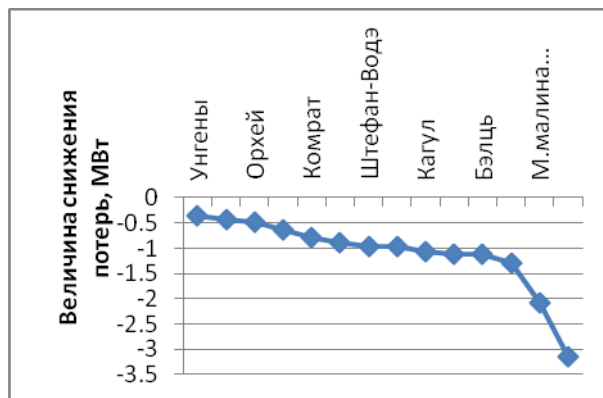


Рис.2 График зависимости величины снижения потерь при последовательном вводе генерирующих мощностей.

Из Рис.1 видно, что потери снижаются с 35.49 МВт (в базовом режиме) до 32.34 МВт (при вводе всех ПГУ). Из Рис.2 видно, что снижение составляет 3.15МВт или 8.9%, что существенно.

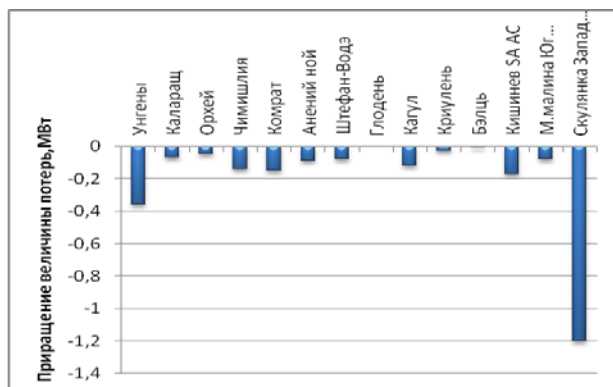


Рис.3.График зависимости снижения потерь при отдельном вводе мощностей

Таблица 1. Основные параметры режима для различных вариантов при синхронной работе с Украиной

Населенные пункты включения генерирующих мощностей	Вариант А				
	$P_{г+j}Q_{г},$ МВт+jМВар	ΔP при послед-ом вводе мощностей, МВт	Снижение потерь при послед-ом вводе мощностей, МВт	ΔP при отдельном вводе мощностей, МВт	Снижение потерь при отдельном вводе мощностей, МВт
Унгены	6+j3,18	35,13	-0,36	35,13	-0,36
Калараш	2,5+j1,3	35,05	-0,44	35,42	-0,07
Орхей	2,5+j1,3	35	-0,49	35,44	-0,05
Чимишлия	2,5+j1,3	34,86	-0,63	35,35	-0,14
Комрат	2,5+j1,3	34,71	-0,78	35,34	-0,15
Анений ной	2,5+j1,3	34,61	-0,88	35,4	-0,09
Штефан-Водэ	2,5+j1,3	34,53	-0,96	35,41	-0,08
Глодень	2,5+j1,3	34,53	-0,96	35,49	0
Кагул	2,5+j1,3	34,42	-1,07	35,37	-0,12
Криулень	2,5+j1,3	34,38	-1,11	35,46	-0,03
Бэлць	6+j3,18	34,36	-1,13	35,48	-0,01
Кишинев SA AC	12+j6,36	34,2	-1,29	35,32	-0,17
М.малина Юг Тегмосом	16+j8,48	33,41	-2,08	34,67	-0,082
Скулянка Запад Тегмосом	24+j12,72	32,34	-3,15	34,29	-1,2
Суммарная вводимая генерация	86,5+j45,62				
	Вариант Б				
Унгены	40,5+j21,32	34,83	-0,66	34,83	-0,66
Калараш	40,5+j21,32	34,43	-1,06	34,96	-0,53
Орхей	40,5+j21,32	34,24	-1,25	35,18	-0,31
Чимишлия	24+j12,72	33,27	-2,22	34,49	-1
Комрат	40,5+j21,32	32,36	-3,13	33,85	-1,64
Анений ной	24+j12,72	31,85	-3,64	34,84	-0,65
Штефан-Водэ	24+j12,72	31,5	-3,99	35,07	-0,42
Глодень	24+j12,72	31,87	-3,62	35,75	0,26
Кагул	40,5+j21,32	32,15	-3,34	35,03	-0,46
Криулень	24+j12,72	32,19	-3,3	35,32	-0,17
Бэлць	70+j36,9	32,92	-2,57	35,58	0,09
Кишинев SA AC	24+j12,72	32,88	-2,61	35,17	-0,32
М.малина Юг Тегмосом	16+j8,48	32,32	-3,17	34,67	-0,82
Скулянка Запад Тегмосом	24+j12,72	31,64	-3,85	34,29	-1,2
Суммарная вводимая генерация	456,5+j241,02				

Проанализировав влияние включения каждого генератора в отдельности на уровень потерь активной мощности, можно сделать вывод, что к наибольшему снижению потерь приводит включение соответствующих ПГУ в Унгенах и Кишиневе на Западной котельной, соответственно на 0.36МВт и 1.2МВт или на 1% и 3.4% (Рис.3).

Аналогичный анализ Варианта Б показывает, что уровень потерь в энергосистеме по мере ввода генерирующих мощностей имеет волнообразную форму (Рис.4), хотя в итоге потери и снижаются с 35.49МВт в базовом режиме до 31.64МВт при вводе всех мощностей.

Из Рис.5 видно, что ввод ПГУ в Глодянах, Кагуле, Криулянах и Бельцах приводит к увеличению уровня потерь активной мощности на 1.42 МВт, что весьма ощутимо.

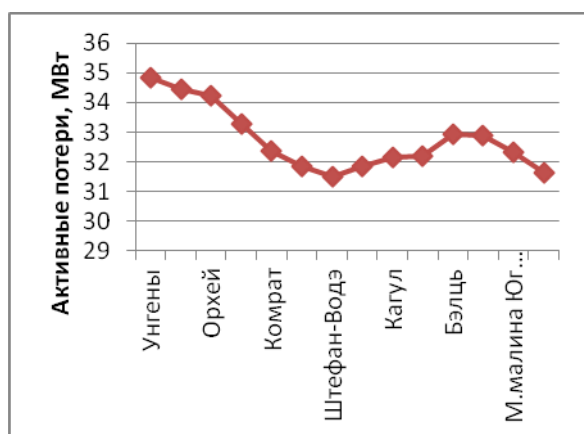


Рис.4 График зависимости активных потерь в республиканской энергосистеме при последовательном вводе генерирующих мощностей

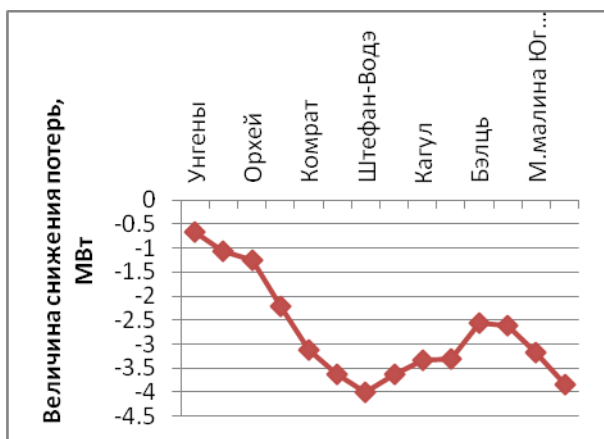


Рис.5 График зависимости величины снижения потерь при последовательном вводе мощностей

Анализ влияния включения ПГУ в каждом населенном пункте по отдельности на уровень потерь активной мощности в Варианте Б (Рис.6), приводит к выводу, что наибольшего эффекта позволяют добиться устройства, подключенные в следующих населенных пунктах: Унгены, Калараш, Чимишлия, Комрат, Новые-Анены и Кишинев. Необходимо отметить, что подключение ПГУ в Глодянах и

Бельцах приводит к увеличению потерь активной мощности.

Таблица 2. Составляющие потерь по классам напряжения при синхронной работе с Украиной

Ун	База				
	ΔP	$\Delta P_{нагр}$	$\Delta P_{лэп}$	$\Delta P_{тр}$	$\Delta P_{хх}$
Молдова	35,49	31,86	28,23	3,63	3,47
400		0,6	0,37	0,23	0,75
330		8,99	8,06	0,93	2,3
110		19,83	19,79	0,04	0,43
Вариант А					
Молдова	32,34	28,82	25,31	3,5	3,52
400		0,56	0,35	0,21	0,75
330		7,87	7,1	0,77	2,33
110		17,9	17,86	0,04	0,44
Вариант Б					
Молдова	31,6	28,0	25,1	2,9	3,7
400		0,3	0,2	0,2	0,8
330		5,3	4,9	0,4	2,4
110		20,1	20,1	0,0	0,5

Информация, представленная в Таблице 2 позволяет сделать вывод, что снижение потерь по отношению к базовому варианту в Варианте А происходит в сетях всех классов напряжения, но в большей степени в сетях 110кВ и 330кВ (1.93МВт и 1.12МВт соответственно). В то же время в Варианте Б потери в сетях 110кВ несколько возрастают (на 0.27МВт), вместе с тем ощутимо снижаясь в сетях 330кВ и 400кВ (на 3.69МВт и 0.3МВт соответственно).

Этот эффект объясняется тем, что в Варианте А подключение сравнительно небольших генерирующих мощностей, в большей степени, согласовано с реально существующей нагрузкой. Это приводит к разгрузке сети 110кВ питающей населенные пункты с установленными ПГУ.

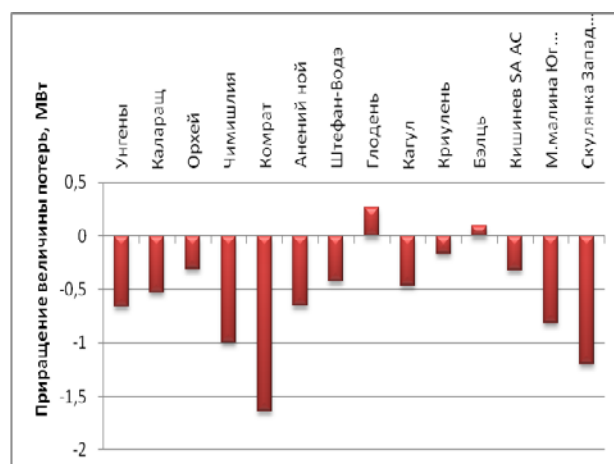


Рис.6 График зависимости снижения потерь при отдельном вводе мощностей

При реализации Варианта Б со значительными величинами генерации, сети 110кВ загружаются избыточной мощностью, выдаваемой в сети более высокого класса напряжения, в частности 330кВ.

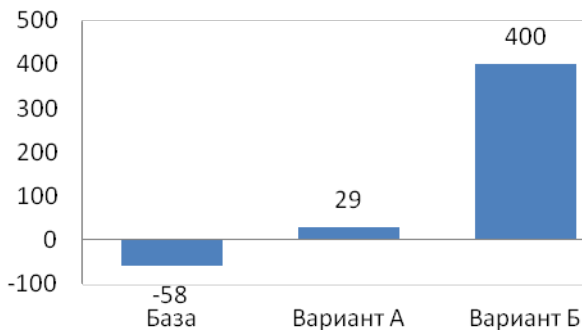


Рис.7 Уровень внешних перетоков мощности на границе республиканской энергосистемы.

Ввод ПГУ в вышеперечисленных населенных пунктах естественно приводит к смене знака направления межсистемных перетоков. Этот эффект иллюстрируется Рис.7. Таким образом, при развитии когенерационных установок Молдова может существенно сократить зависимость от внешних источников и поставщиков электроэнергии.

РАСЧЕТНЫЕ МОДЕЛИ ПРИ СИНХРОННОЙ РАБОТЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ МОЛДОВЫ И ENTSO-E

Характеристика базового режима, который был использован, как основа для моделирования представлена в [3]. Описание и анализ информации проведены по той же схеме. Информация в рамках рассматриваемых сценариев приведена в Таблице 3. Места подключения ПГУ и их характеристики идентичны описанным в предыдущем параграфе. График изменения потерь в республиканской энергосистеме по мере ввода генерирующих мощностей в Варианте А представлен на Рис.8.

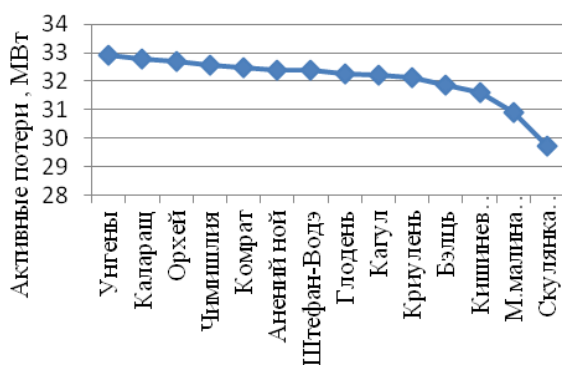


Рис.8 Зависимость активных потерь в республиканской энергосистеме при последовательном вводе генерирующих мощностей

Потери снижаются от 33.52 МВт (в базовом режиме) до 29.74 МВт (при вводе всех ПГУ). Из Рис.9 видно, что снижение составляет величину 3.78МВт или 11.3%, что достаточно ощутимо.

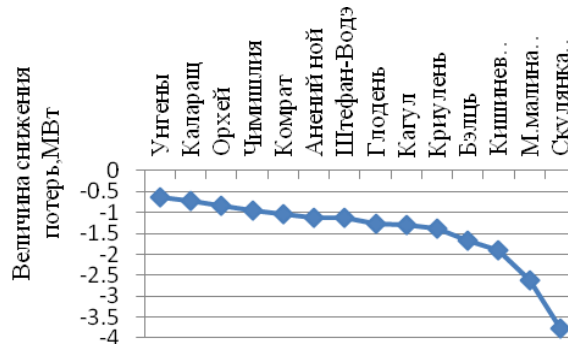


Рис.9 График зависимости величины снижения потерь при последовательном вводе генерирующих мощностей.

Анализируя влияние включения каждого генератора в отдельности на уровень потерь активной мощности, можно сделать вывод, что к наибольшему снижению потерь приводит установка ПГУ в Унгенах и Кишиневе на Южной и Западной котельной, соответственно на 0.62, 0.77 и 61.25МВт или на 1.8, 2.3 и 3.7% (Рис.10).

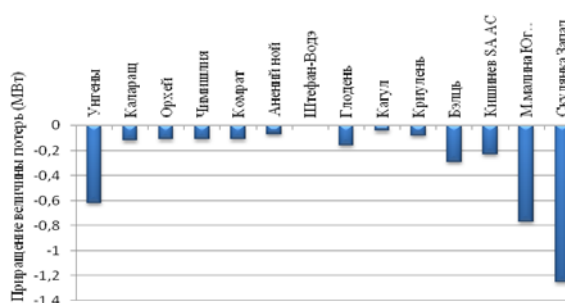


Рис.10 График зависимости снижения потерь при отдельном вводе мощностей

Аналогичный анализ Варианта Б показывает, что уровень потерь в энергосистеме по мере ввода генерирующих мощностей имеет как и в предыдущем сценарии, волнообразную форму (Рис.11). Но при вводе всех ПГУ потери снижаются с 33.52МВт в базовом режиме до 27.15МВт.

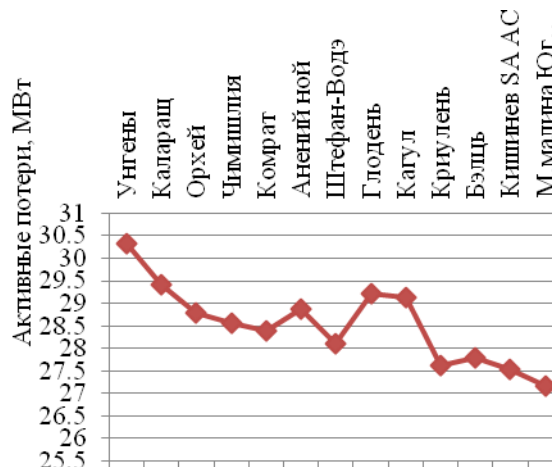


Рис.11 График зависимости активных потерь в последовательном вводе генерирующих мощностей республиканской энергосистеме при

Таблица 3. Основные параметры режима для различных вариантов при синхронной работе с ENTSO-E

Населенные пункты включения генерирующих мощностей	<i>Вариант А</i>				
	$P_g + jQ_g$, МВт+jМВар	ΔP при послед-ом вводе мощностей, МВт	Снижение потерь при послед-ом вводе мощностей, МВт	ΔP при отдельном вводе мощностей, МВт	Снижение потерь при отдельном вводе мощностей, МВт
Унгены	6+j3,18	32,9	-0,62	32,9	-0,62
Каларац	2,5+j1,3	32,79	-0,73	33,4	-0,12
Орхей	2,5+j1,3	32,68	-0,84	33,41	-0,11
Чимишлия	2,5+j1,3	32,58	-0,94	33,41	-0,11
Комрат	2,5+j1,3	32,47	-1,05	33,41	-0,11
Анений ной	2,5+j1,3	32,41	-1,11	33,45	-0,07
Штефан-Водэ	2,5+j1,3	32,41	-1,11	33,52	0
Глодень	2,5+j1,3	32,25	-1,27	33,36	-0,16
Кагул	2,5+j1,3	32,21	-1,31	33,48	-0,04
Криулень	2,5+j1,3	32,13	-1,39	33,44	-0,08
Бэлць	6+j3,18	31,85	-1,67	33,23	-0,29
Кишинев SA AC	12+j6,36	31,62	-1,9	33,29	-0,23
М.малина Юг Тегмосом	16+j8,48	30,89	-2,63	32,75	-0,77
Скулянка Запад Тегмосом	24+j12,72	29,74	-3,78	32,27	-1,25
Суммарная вводимая генерация	86,5+j45,62				
	<i>Вариант Б</i>				
Унгены	40,5+j21,32	31,39	-2,13	31,39	-2,13
Каларац	40,5+j21,32	30,32	-3,2	32,3	-1,22
Орхей	40,5+j21,32	29,41	-4,11	32,37	-1,15
Чимишлия	24+j12,72	28,8	-4,72	32,82	-0,7
Комрат	40,5+j21,32	28,55	-4,97	32,53	-0,99
Анений ной	24+j12,72	28,39	-5,13	33,12	-0,4
Штефан-Водэ	24+j12,72	28,86	-4,66	33,86	0,34
Глодень	24+j12,72	28,1	-5,42	32,67	-0,85
Кагул	40,5+j21,32	29,21	-4,31	34,19	0,67
Криулень	24+j12,72	29,14	-4,38	32,98	-0,54
Бэлць	70+j36,9	27,63	-5,89	30,53	-2,99
Кишинев SA AC	24+j12,72	27,78	-5,74	33,09	-0,43
М.малина Юг Тегмосом	16+j8,48	27,52	-6	32,75	-0,77
Скулянка Запад Тегмосом	24+j12,72	27,15	-6,37	32,27	-1,25
Суммарная вводимая генерация	456,5+j241,02				

Из Рис.12 видно, что ввод ПГУ в Глодянах, Криулянах и Бельцах приводит к существенному увеличению уровня потерь активной мощности.

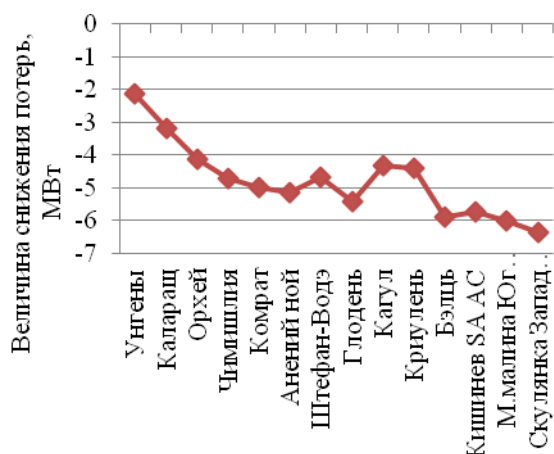


Рис.12 График зависимости величины снижения потерь при последовательном вводе мощностей

Анализ влияния установки ПГУ в каждом населенном пункте по отдельности на уровень потерь активной мощности в Варианте Б (Рис.13), приводит к выводу, что наибольшего эффекта позволяют добиться устройства, подключенные в следующих населенных пунктах: Унгены, Калараш, Оргеев, Бельцы, Комрат и Кишинев. Расчеты показывают, что подключение ПГУ в Штефан-Водэ и Кагуле приводит к увеличению потерь активной мощности.

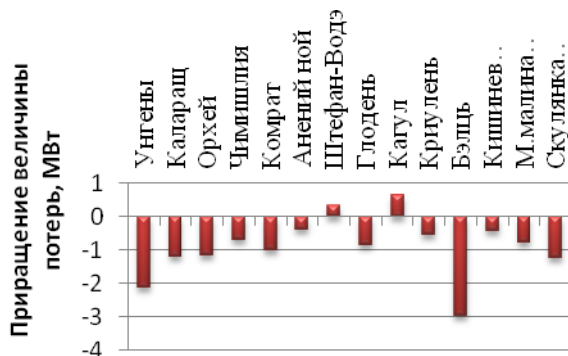


Рис.13 График зависимости снижения потерь при отдельном вводе мощностей

Информация, приведенная в Таблице 4 позволяет сделать вывод, что снижение потерь по отношению к базовому варианту как в Варианте А, так и в Варианте Б происходит в основном в сетях 110кВ (в Варианте А – 4.2МВт, в Варианте Б – 5.69МВт). В меньшей степени потери снижаются в сетях 330кВ (в Варианте А – 1МВт, в Варианте Б – 3.55МВт). В сетях 400кВ потери несколько возрастают, особенно в варианте Б (на 2.44мвт). Этот эффект объясняется разгрузкой сетей 110-330кВ и загрузкой избыточной мощностью сети 400кВ

Таблица 4. Составляющие потерь по классам напряжения при синхронной работе с ENTSO-E

Ун	База				
	ΔP	$\Delta P_{нагр}$	$\Delta P_{лэп}$	$\Delta P_{тр}$	$\Delta P_{хх}$
Молдова	33,52	30,2	26,75	3,45	3,71
400		0,46	0,29	0,18	1
330		11,05	10,22	0,84	2,3
110		16,29	16,25	0,04	0,41
Вариант А					
Молдова	29,7	25,9	22,8	3,1	3,8
400		0,5	0,4	0,1	1,0
330		10,5	9,8	0,7	2,4
110		12,7	12,6	0,0	0,4
Вариант Б					
Молдова	27,2	23,0	20,6	2,4	4,2
400		2,9	2,8	0,1	1,1
330		7,5	7,3	0,3	2,6
110		10,6	10,6	0,0	0,5

Ввод ПГУ в вышеперечисленных населенных пунктах естественно приводит к смене знака межсистемных балансирующих перетоков. Этот эффект иллюстрируется Рис.14.

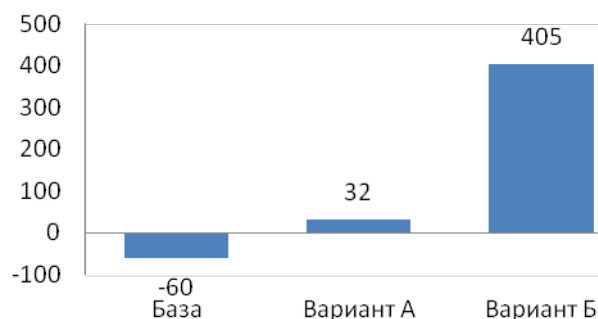


Рис.14 Уровень внешних перетоков мощности на границе республиканской энергосистемы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований и моделирования перспективных режимов, предусматривающих развитие когенерационных установок малой мощности в некоторых населенных пунктах можно сделать вывод, что использование ПГУ в энергосистеме Молдовы при различных сценариях ее развития приводит к ощутимому снижению потерь активной мощности в нормальных режимах за счет разгрузки внешних питающих сетей, сокращает зависимость потребителей от внешних источников электроснабжения и теплоснабжения существенно повышая, таким образом, надежность функционирования энергосистемы и энергоэффективность.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Пресс-служба <http://www.anre.md>
- [2] Постолатий В.М., Быкова Е.В., *Технические и экономические аспекты развития генерирующих мощностей Молдавской энергосистемы на базе использования парогазовых установок*, Сборник докладов Энергетика Молдовы, 2005, с.90-98.
- [3] Lev Calinin, Dmitrii Zaitsev, Mihai Tirsu, Irina Golub, *Scenarios of Moldavian power system development to merge ENTSO-E*, 9th World Energy System Conference June 28-30 2012 Suceava, Romania <http://www.agir.ro/buletine/1449.pdf>

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ:



Калинин Лев Павлович 31.07.1934.
Окончил Одесский Политехнический Институт (Украина) в 1963 году. В 1982 году защитил диссертацию на степень кандидата технических наук в НЭТИ г.Новосибирск (Россия). Область научных интересов связана с применением FACTS контроллеров в энергосистемах.



Зайцев Дмитрий Александрович 10.04.1963. Окончил Кишиневский Политехнический Институт (Молдова) в 1985 году, Защитил диссертацию на степень кандидата технических наук в 2000 году в Институте Энергетики АН РМ. Научные интересы лежат в области исследования режимов энергосистем, содержащих гибкие



межсистемные связи. Является заведующим «Лабораторией Энергетического Оборудования и Силовой Электроники».

Тыршу Михаил Степанович 27.02.1972. Окончил Технический университет Молдовы в 1994 году. По специальности «Автоматизация и управление техническими системами». В 2003 году защитил диссертацию на степень кандидата технических наук. Является заместителем директора Института Энергетики Академии Наук Молдовы. Основные исследования проводит в области управления транспортными сетями, диагностики высоковольтного оборудования, силовой электроники и др.



Голуб Ирина Владимировна 04.10.1967. Окончила Кишиневский Политехнический Институт (Молдова) в 1989 году. Область научных интересов связана с исследованиями режимов энергосистемы.