

Mode of Operation of the Republic of Moldova Power System with Back-to-Back Installation at the Substation Vulcanesti

Postolaty V., Berzan V., Bykova Elena, Andronaty N.

Institute of Power Engineering of the Academy of Science of Moldova
Chisinau, Republic of Moldova

Abstract. The results of analysis of the operating mode of power system of the Republic Moldova when accomplishing the interconnection with the power system of Romania using the Back-to-Back (BtB) power unit at the transformer station Vulcanesti have been presented in the paper. Installation of BtB leads to the loading of overhead power line (OPL) 330kV Vulcanesti-Chisinau up to 571 MW with the change of the value and the direction of power flux in OPL from Chisinau toward Kuchurgan power station, the decrease of power flux entering the north of the country (OPL 330kV HPP Dnestrovsk - Balti) and in the OPL 330kV (Kotovsk- Kuchurgan power station). Essential changes of the active power flux occur at the buses of Kuchurgan power station toward Ukraine in comparison with the actual topology of power network (base regime). The change of the direction and of values of power flux through the unified power system has as a consequence the increase by 171MW (from 2961MW to 3132MW), as well as the increase by 7,1% of the losses of power in high voltage Moldovan network comparing with the base regime. It is pointed that the accomplishment of asynchronous interconnection with Romania has the impact at regional scale causing the change of power fluxes both in the power system of the Republic of Moldova and of Ukraine with Romania including the Kuchurgan power station. Assessment of financial aspects indicates to the trend of increasing of the project's cost of the interconnection with Romania, but in the case of investment return considering the increase of the cost for the service of transmission of power is expected the necessity to increase the tariff with nearly 154% in comparison with the value of 2015 year, considering zero value of bank and inflation rates during the 10 years of investment return, as well as the constant exchange rate of MDL to EURO during the 10 years investment return period.

Keywords: interconnection, power system, distribution, power flux, active power losses, tariff.

Regimul sistemului electroenergetic al Republicii Moldova la punerea în funcțiune a BtB la Vulcănești POSTOLATI V., BERZAN V., BÎCOVA E., ANDRONATI N.

Institutul de Energetică al Academiei de Științe a Moldovei
Chișinău, Republica Moldova

Rezumat. În lucrare se prezintă rezultatele analizei regimului de funcționare a sistemului electroenergetic al Republicii Moldova la realizarea interconexiunii cu sistemul electroenergetic al României cu utilizarea instalației Back-to-Back (BtB) la stația de transformare Vulcănești. Montarea BtB conduce la încărcarea LEA 330 kV Vulcănești-Chișinău până la 571 MW cu schimbarea valorii și direcției fluxului de putere în LEA 330 kV de la Chișinău spre CERSM, micșorarea fluxului de putere intrat prin nordul țării (LEA 330 kV CHE Dnestrovsk-Bălți) și în linia LEA 330 kV (Kotovsk-CERSM). Au loc schimbări esențiale ale fluxului de putere activă de la barele CERSM spre Ucraina în comparare cu topologia existentă a rețelelor (regimul de bază). Schimbarea direcției de circulație și a valorilor fluxurilor de putere prin rețelele sistemului electroenergetic unificat au ca urmare majorarea cu 171 MW (de la 2961 MW până la 3132 MW), precum și creșterea cu 7,1% a pierderilor de putere în rețeaua de înaltă tensiune a sistemului electroenergetic moldovenesc în comparare cu regimul de bază. Se indică la faptul, că realizarea interconexiunii asincrone cu România are impact la nivel regional prin modificarea fluxurilor de putere atât în sistemul electroenergetic al Republicii Moldova, cât și în cel ucrainean, românesc, precum și al regimului de funcționare a CERSM. Estimarea aspectelor financiare indică la tendința de creștere a costului proiectului de interconexiune cu România, iar în caz de rambursare a investițiilor în baza sporirii tarifului de prestare a serviciului de transport a energiei electrice se constată necesitatea majorării acestui tarif cu cca. 154% în comparare cu valoarea lui pentru anul 2015, considerând că rata bancară, inflația pe parcursul a 10 ani de rambursare au valoarea zero, iar rata de schimb valutar a leului moldovenesc și Euro este de asemenea constantă pe întreaga perioadă de 10 ani nominalizată pentru rambursare.

Cuvinte-cheie: interconexiune, sistemul electroenergetic, repartiție, flux de putere, pierderi de putere activă, tarif.

Режим энергосистемы Республики Молдова при включении вставки постоянного тока на подстанции Вулканешть

Постолатий В.М., Берзан В.П., Быкова Е.В., Андранати Н.Р.

Институт энергетике Академии наук Молдовы
Кишинев, Республика Молдова

Аннотация. В статье представлены результаты анализа режима работы энергосистемы Республики Молдова при реализации межсистемной связи с Румынией с применением вставки постоянного тока (ВПТ) на трансформаторной подстанции Вулканешть. Установка ВПТ в Вулканешть приводит к росту перетока по ЛЭП 330 кВ Вулканешты-Кишинев до 571 МВт при изменении величины и направления перетока через ЛЭП 330 кВ из Кишинева в сторону МГРЭС, переток с севера и востока уменьшается (ЛЭП 330 кВ Бельцы- Днестровская ГЭС и ЛЭП 330 кВ Котовск- МГРЭС). Небаланс перетоков между молдавской и украинской энергосистемами может составить 470 МВт. В объединенной энергосистеме возросли потери мощности на 171 МВт (с 2961 МВт до 3132 МВт), что составляет 5,77% и потери мощности в молдавской энергосистеме на 7,1% по сравнению с базовым режимом. Асинхронная связь с Румынией приводит к изменениям потоков мощности как в электроэнергетической системе Республики Молдова, так и в сетях украинской, румынской энергосистем и влияет на режим работы МГРЭС. Выполнена оценка возможного повышения тарифа на услуги по транспорту электроэнергии для обеспечения возврата инвестиции при условии нулевого банковского процента, нулевой инфляции и неизменности обменного курса лея по отношению к евро в течение 10 лет. Рост тарифа по отношению к 2015 года должен быть не ниже 154%.

Ключевые слова: межсистемная связь, вставка постоянного тока, переток мощности, потери активной мощности, тариф.

I. ВВЕДЕНИЕ

Развитие межсистемных связей энергосистемы Молдовы и Румынии рассматривается в качестве приоритетной задачи для молдавской энергосистемы [1-4]. В Энергетической стратегии Республики Молдова указано на сценарий, что присоединение к ENTSO-E может быть выполнено с использованием вставок постоянного тока (ВПТ), т.е. использовать асинхронный тип межсистемной связи, и и необходимо также строительство высоковольтных линий: ВЛ400 кВ Бэлць (РМ)-Сучава (Румыния); ВЛ 330/400 кВ Стрэшень-Унгень(РМ)-Яссы (Румыния); ВЛ400 кВ Исакача (Румыния)-Вулканешть (РМ) и в сторону Кишинэу ВЛ 330 кВ или ВЛ 400 кВ. В Энергетической стратегии РМ до 2020[1], а также в Энергетической стратегии до 2030 [2] предусматривается строительство трех вставок постоянного тока по 500 МВт каждая.

В настоящее время ВПТ в Вулканештах считается приоритетом (статус абсолютно необходимого объекта), межсистемная связь Бэлць-Сучава считается дополняющим проектом, который обеспечивает режим экспорт-импорт –транзит, как и межсистемная связь Стрэшени-Яссы, которая обеспечит выполнение не только прироста возможности

обмена мощностью энергосистем, но и выполнение условия п-2.

В 2015 году между ГП “Молдэлектрика” (РМ) и Исследовательским и проектным институтом в области энергетике (ISPE - Institutul de Studii si Proiectari Energetice, Румыния) был подписан договор о разработке технико-экономического обоснования (ТЭО) выполнения межсистемных связей молдавской и румынской энергосистем [5]. Согласно опубликованным данным ТЭО [6], установленная мощность ВПТ Вулканешть равна 2х300МВт, ВПТ Бэлць 400МВт и ВПТ Стрэшень 300МВт. В данном ТЭО рассмотрены и обоснованы технические решения, которые относятся к ВПТ Вулканешть и ВЛ Вулканешть-Кишинэу, в том числе приведены некоторые данные о статической устойчивости, уменьшении потерь мощности в энергосистеме при использовании ВЛ 400 кВ Вулканешть-Кишинэу, минимальные значения параметров в узле при коротких замыканиях. Эти данные указывают на то, что реализация асинхронной межсистемной связи молдавской и румынской энергосистем, даже в случае строительства одной из запланированных ВПТ, а именно ВПТ Вулканешть, приводит к изменениям в режиме работы молдавской энергосистемы. Поскольку молдавская энергосистема имеет хорошие связи с украинской, то эти ВПТ

могут влиять и на режим украинской энергосистемы, а также части молдавской энергосистемы, расположенной на территории Приднестровья. С этой точки зрения комплексное исследование возможных изменений в режиме работы взаимосвязанных энергосистем при укреплении межсистемных связей с Румынией, в том числе особенности изменения перетоков мощности в нашей энергосистеме при различной мощности ВПТ Вулкэнешть, представляются актуальной задачей.

II. ФОРМУЛИРОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Укрепление межсистемных связей молдавской и румынской энергосистем с сохранением синхронной связи молдавской и украинской энергосистем приведет к изменению распределения потоков мощности в сетях синхронно работающих энергосистем. Поскольку процесс формирования межсистемных связей с Румынией будет достаточно продолжительным во времени, необходимо согласование характера взаимоотношений как с украинской стороной, так и с МГРЭС. Для этого необходимо иметь наиболее полную картину особенностей работы взаимодействующих энергосистем (молдавской и украинской) при изменении

топологии и направлений потоков мощности в электросети молдавской энергосистемы при включении в работу ВПТ со стороны румынской энергосистемы.

Поскольку первой будет построена ВПТ Вулкэнешть и ВЛ Вулкэнешть-Кишинэу, рассмотрим в данном исследовании в качестве частной задачи особенности перетоков мощности в энергосистеме Молдовы и приграничных участков высоковольтной сети целесообразно рассмотреть режимы в региональной энергосистеме при изменении топологии молдавской энергосистемы и мощности, инжектируемой в молдавскую энергосистему (импорт электроэнергии) из Румынии.

III. ОСНОВНЫЕ МЕЖСИСТЕМНЫЕ СВЯЗИ МОЛДАВСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

На рис. 1 приведена схема межсистемных связей энергосистемы Молдовы с энергосистемами Украины и Румынии. Действующими в настоящее время являются ЛЭП 330 кВ и 110 кВ энергосистем Молдовы и Украины. Эти связи представлены 7-ю ВЛ 330 кВ и 14 ВЛ 110 кВ, а воздушные линии ВЛ400 кВ Вулкэнешть –Исакча и ВЛ 110 кВ (всего 4 линии) в сторону Румынии в настоящее время отключены.

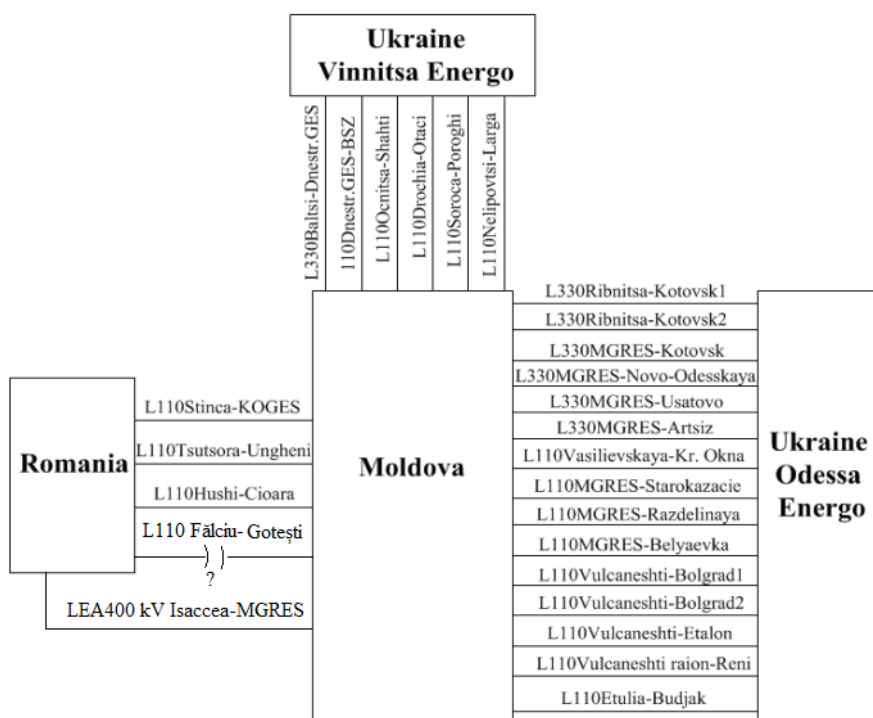


Рис.1.Электрические линии межсистемных связей энергосистемы Молдовы с энергосистемами Украины и Румынии.

Молдавская ГРЭС по ВЛ 400 кВ с трансформаторной подстанции Вулкэнешть питает потребителей как из Молдовы, так Украины. На эту линию работают 2 энергоблока по 200 МВт МГРЭС. С шин МГРЭС напряжением 330 кВ электрическая энергия поступает в энергосистему Молдовы и Украины.

Отметим такую особенность работы энергосистемы Молдовы как постоянный переток мощности из энергосистемы Украины (север и восток Молдовы) и отток с юга электроэнергии из молдавской энергосистемы в украинскую энергосистему.

4. АСИНХРОННАЯ СВЯЗЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ МОЛДОВЫ И РУМЫНИИ

Энергосистема Молдовы работает синхронно с энергосистемами стран СНГ, и режим ее работы зависит от режима объединенной энергосистемы. Укрепление функциональных связей молдавской энергосистемы (асинхронная связь) с энергосистемой Румынии при строительстве 3-х ВПТ мощностью 600, 400 и 300 МВт приведет к изменению существующих перетоков мощности в энергосистеме Молдовы. Оценить эти изменения можно на основе расчета базового (существующего на данный момент режима) и определения режимов при инъекции электрической мощности со стороны энергосистемы Румынии через ВПТ. Рассмотрим случай инъекции мощности в молдавскую энергосистему через ВПТ Вулкэнешть, когда сохранена электрическая связь ВПТ с МГРЭС, и в случае исключения этой связи, т.е. через цепь ВЛ 400 кВ Исакча-Вулкэнешть-ВПТ Вулкэнешть- ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу мощность инжектируются в энергосистему через трансформаторную подстанцию 330 кВ Кишинэу (Брэила).

Режим энергосистемы определим с учетом взаимовлияния на региональном уровне, для чего воспользуемся расчетной схемой, условно представленной на рис. 2.

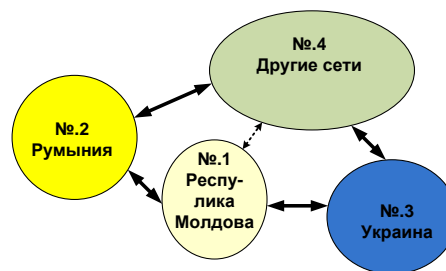


Рис.2. Условное графическое представление взаимосвязи различных частей расчетной объединенной энергосистемы.

Эквивалентная схема для расчета режима региональной объединенной энергосистемы включает 4 части: электроэнергетическая система Молдовы (обозначена через №1); Румынии (№ 2); Украины (№ 3); остальные электрические сети (№4). Расчетная схема включает 5100 узлов, 7800 ветвей и имеет источники с суммарной мощностью 122 ГВт. В случае энергосистемы Республики Молдова топология эквивалентной расчетной схемы соответствует состоянию на 2015 год и учитывает все источники генерации, в том числе и ВПТ Вулкэнешть, которая рассматривается как источник генерации узла Вулкэнешть.

4.1. Асинхронный режим работы энергосистем Молдовы и Румынии

В Энергетической стратегии Республики Молдова до 2030 года установленная мощность ВПТ в Вулкэнешть указана на уровне 500 МВ, которая будет передана в сторону Кишинэу по ВЛ 330 кВ. Расчетная схема энергосистемы Молдова составлена с учетом указанных особенностей, а сегмент схемы замещения при включении ВПТ Вулкэнешть приведена на рис. 3.

В схеме замещения ВПТ Вулкэнешть представлена как источник генерации активной мощности, одновременно полагая, что ВПТ имеет устройства компенсации реактивной мощности. Расчеты выполнялись при изменении мощности ВПТ в пределах 100-500 МВт с шагом изменения 100 МВт.

Было принято, что топология электрических сетей и режим генерации собственных источников (МГРЭС+ТЭЦ-2+ТЭЦ-1+ТЭЦ Норд и ГЭС Дубоссары+ГЭС Костешть) сохраняется как в базовом режиме. Отличие заключается в том, что добавлена ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу.

На рис. 3 представлен фрагмент расчетной схемы для зоны с узлом подключения ВПТ Вулкэнешть. Штриховые линии указывают на участки цепи, исключенные из схемы замещения при расчете параметров исследуемого режима сети.

Установленная мощность источников генерации в рассмотренной расчетной схеме увеличивается на заданное текущее значение мощности ВПТ.

В табл. 1 представлены результаты расчета стационарного режима в электроэнергетической системе Республики Молдова, как в части региональной объединенной энергосистемы. Представленные

результаты относятся к базовому сценарию (ВПТ и ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу не включены в расчетную схему) и к режиму инжекции ВПТ в молдавскую энергосистему 500 МВт активной мощности и сохранении электрической связи подстанции Вулкэнешть с МГРЭС по ВЛ 400 кВ.

На рис.4 представлены потоки мощности в сетях 330 кВ молдавской энергосистемы для базового режима, режима совместной работы ВПТ Вулкэнешть- МГРЭС и ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу, а также для случая отключения ВЛ 400 кВ МГРЭС-Вулкэнешть от ВПТ на подстанции Вулкэнешть.

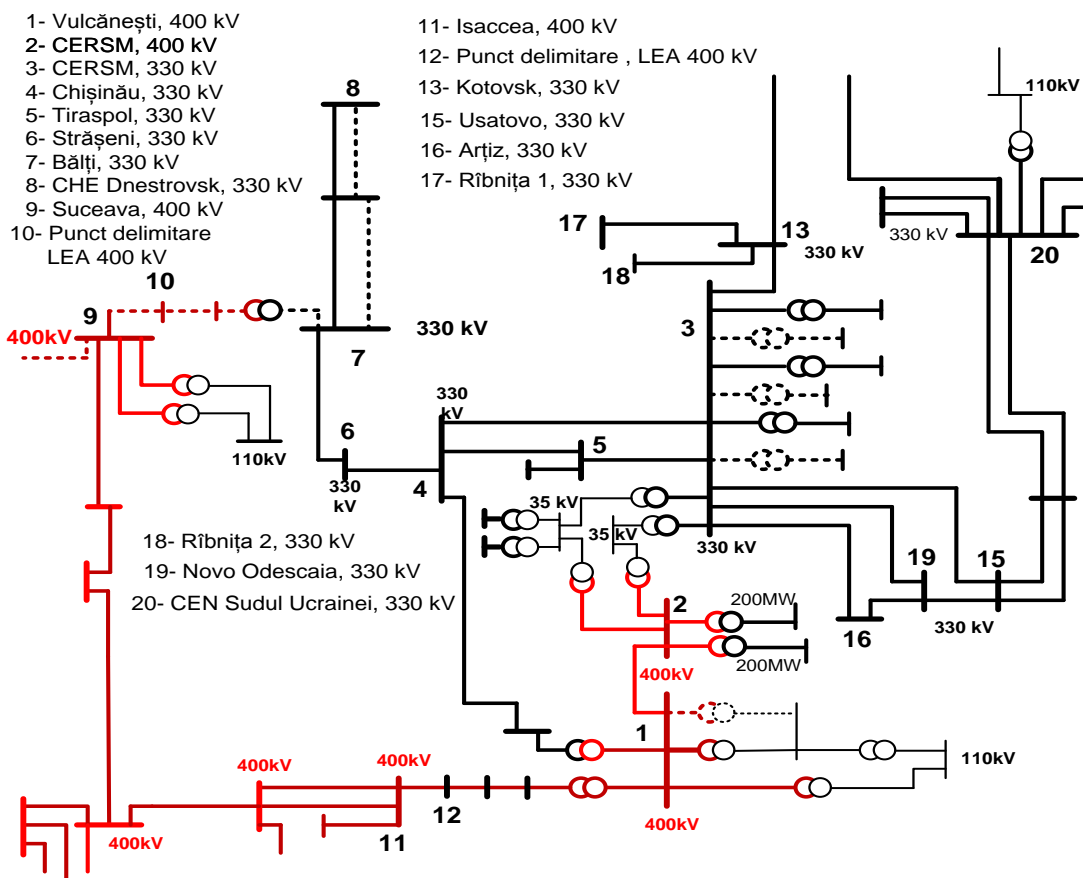


Рис. 3. Участок расчетной схемы замещения режима в энергосистеме Молдовы при добавлении в узел Вулкэнешть ВПТ и одноцепной ВЛ 330 кВ в сторону Кишинэу.

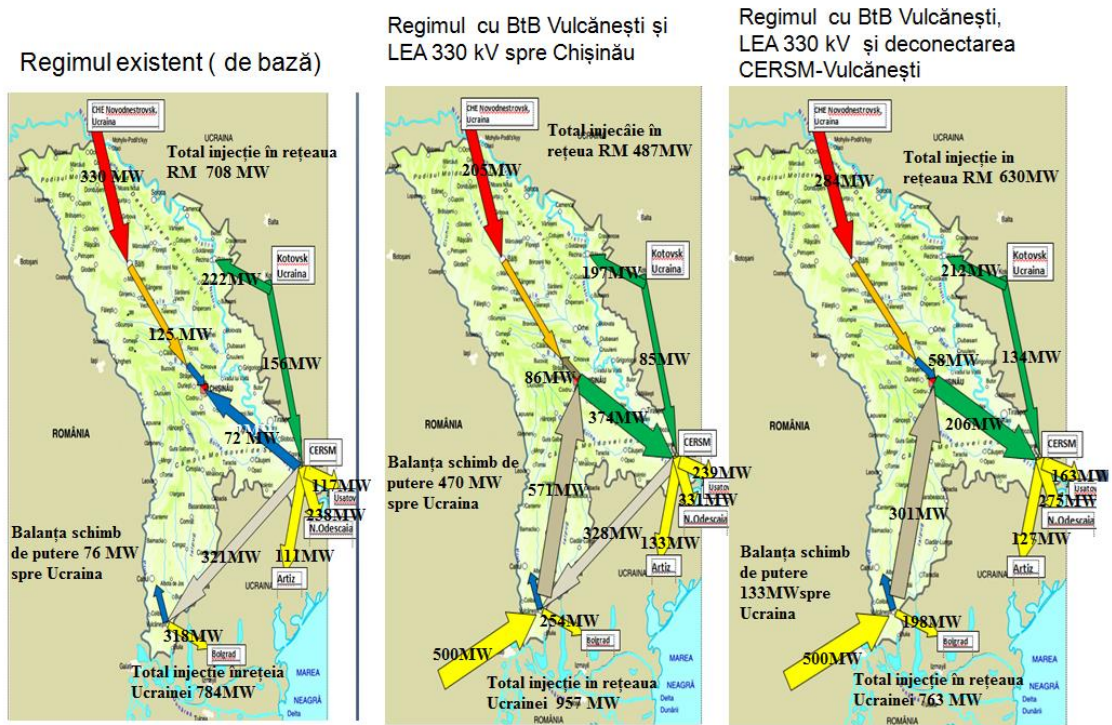


Рис.4. Направление потоков мощности для различных вариантов топологии сетей высокого напряжения 330/400 кВ энергосистемы Молдовы.

Таблица 1.
Изменение режима работы молдавской энергосистемы при установке в Вулкэнешть ВПТ мощностью 500 МВт

Характеристика топологии анализируемой цепи и исходные обобщенные данные	Без ВПТ		ВПТ на платформе в Вулкэнешть	
	Мощность, MVA, МВт, MVA _г	Комментарии	Мощность, MVA, МВт, MVA _г	Комментарии
Обобщенные данные по расчетной схеме				
Число узлов	5105		5108	
Число ветвей	7811		7816	
Число зон	4		4	
Молдова	Nr.1		Nr.1	
Румыния	Nr.2		Nr.2	
Украина	Nr.3		Nr.3	
Остальная часть сети	Nr.4		Nr.4	
Суммарная установленная мощность генерации ($P_{\Sigma G}$)	122052		122722	Плюс 500 МВт ВПТ Вулкэнешть
Суммарная нагрузка ($P_{\Sigma S}$)	118839		119939	
Переменные суммарные потери ($P_{\Sigma var}$)	2961		3132	
Постоянные суммарные потери ($P_{\Sigma const.}$)	251		250.04	

PROBLEMELE ENERGETICII REGIONALE 3 (32) 2016
ELECTROENERGETICA

Суммарная мощность генерации в Молдове (P_{MG})	1127		1627	ВПТ считается как собственная генерация
Суммарная мощность нагрузки в Молдове (P_{MG})	1151		1651	
Потери в ЭЭС Молдовы (D_M)	82.3		88.16	
Импорт (-) и экспорт (+) в Молдове $P_{Imp/Exp}$	-107	Из Украины	-113	Из Украины
Потребленная мощность в Молдове ($P_{Mcons.}$)	1234		1651	
Характеристика потоков мощности в электрических линиях ЭЭС Молдовы				
ВЛ 330-1 МГРЭС-Кишинэу	35.1-j21.5	На Кишинэу	188-j21	На МГРЭС
ВЛ 330-2 МГРЭС-Кишинэу	37-j19.6	На Кишинэу	186-j31	На МГРЭС
ВЛ330 ГЭС Новоднестровск-Бэлць	330+j77.6	На Бэлць	205+j86	На Бэлць
ВЛ 330 Стрэшень- Кишинэу	125+j57.3	На Кишинэу	86+j80.5	На Стрэшень
ВЛ 330 МГРЭС-Усатово	117.3+j84	На Усатово	239+j65	На Усатово
ВЛ 330 МГРЭС-Новая Одесса	238+j124.4	На Н.Одесск.	331+j116	На Новую Одессу.
ВЛ 330 МГРЭС-Арциз	111+j33.2	На Арциз	133+j28	На Арциз
ВЛ Котовск-МГРЭС	156+j19.6	На МГРЭС	85+j42	На МГРЭС
ВЛ 330-1 Котовск-Рыбница	104.3+j13.2	На Рыбницу	78.2+j18.3	На Рыбницу
ВЛ 330-2 Котовск-Рыбница	118.9+j19.2	На Рыбницу	118.9+j19.1	На Рыбницу
ВЛ 400 МГРЭС-Вулкэнешть	321+j3.8	На Вулкэнешть	328.5+j36.3	На Вулкэнешть
ВЛ 400 Исакча- Вулкэнешть	0	Отключена	500+j0	На Вулкэнешть
ВЛ 330 Вулкэнешть - Кишинэу	0	Не построена	571-j18.4	На Кишинэу

Таблица 2.

Баланс обменной мощности по сетям 330/400кВ Молдова-Украина-Румыния

Направление потока обменной мощности	Молдова-Украина, МВт	Украина-Молдова, МВт	Небаланс по обменной мощности Молдова-Украина, МВт	Румыния-Молдова, МВт	Небаланс по обменной мощности Молдова-Румыния, МВт
Базовый сценарий	708	784	76	0	0
ВПТ +ВЛ330 кВ (Вулкэнешть-Кишинэу)+ВЛ400 кВ (МГРЭС- Вулкэнешть)	487	957	470	500	-500
ВПТ +ВЛ330 кВ (Вулкэнешть-Кишинэу)	630	763	133	500	-500

В базовом сценарии нагрузка в ВЛ 330 кВ МГРЭС-Кишинэу составляет около 15% от натуральной мощности и поток энергии направлен в сторону Кишинэу. Поток мощности в ВЛ 330 кВ ГЭС Новоднестровск (Украина)- Бэлць (Молдова) близок по значению к натуральной мощности этой одноцепной линии. По линии ВЛ 400 кВ

МГРЭС-Вулканешть передается 321 МВт активной мощности в базовом режиме, которая распределяется по сетям 110 кВ с шин подстанции Вулкэнешть потребителям с юга Молдовы и Украины. В табл. 3 представлены данные о потреблении мощности от подстанции Вулкэнешть потребителями из Молдовы и Украины по ВЛ

110 кВ для базового режима и при изменении мощности ВПТ от 110 МВт до 500 МВ. При параллельной работе ВПТ и МГРЭС и регулировании мощности инъекции ВПТ в линии высокого напряжения наблюдается рост потока мощности в ВЛ 110 кВ, через

которые питаются потребители юга Молдовы и Украины, но темп прироста значений этих потоков мощности в линиях 110 кВ ниже, чем прирост мощности инъекции в молдавскую энергосистему от ВПТ.

Таблица 3.

Потоки активной мощности по ВЛ 110 кВ в узле Вулкэнешть к потребителям из Молдовы и Украины

ВтВ, МВт	Украина, МВт	Молдова, МВт	Украина+Молдова, МВт
0	97	74	168
100	99	86	185
200	104	99	203
300	109	110	219
400	114	123	237
500	118	134	252

Анализ потокораспределения в сетях 330 кВ показывает, что от шин 330 кВ МГРЭС в сторону Украины (Усатово, Новая Одесса, Арциз) передается в базовом варианте около 466 МВт, а по ВЛ 330 кВ Котовск- МГРЭС, на шины 330 кВ МГРЭС, поступает 156 МВт. Переток по ВЛ 330 кВ по ВЛ 330 кВ Котовск-МГРЭС можно рассматривать в качестве особенности режима для базового варианта функционирования молдавской энергосистемы параллельно с энергосистемой Украины.

По линиям ВЛ 330 кВ ГЭС Новоднестровск (Украина)- Бэлць (Молдова) и Котовск- Рыбница входящий суммарный поток мощности с севера и востока, а также с учетом перетока по ВЛ 330 кВ Котовск-МГРЭС ВЛ, получатся, что суммарный входной поток мощности из энергосистемы Украины в энергосистему Молдовы равен в базовом режиме 709 МВт. Активная мощность, передаваемая из Молдовы в Украину по югу в базовом режиме, составляет 466 МВт, а с учетом перетока от шин 110 кВ подстанции Вулкэнешть суммарное значение перетока в южном направлении из Молдовы в Украину составляет около 563 МВт, т.е. небаланс находится на уровне 10 МВт.

Установка ВПТ в Вулкэнешть приводит к изменению перетока активной мощности в сетях высокого напряжения.

Включение в рассечку ВЛ 400 кВ Исакча-Вулкэнешть ВПТ 500 МВт и подключение к этому узлу ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу имеет как следствие изменение перетока

мощности между энергосистемами Молдовы, Украины и Румынии. В базовом сценарии при параллельной работе ВПТ 500 МВт и МГРЭС по ВЛ 400 кВ, от МГРЭС в сторону подстанции Вулкэнешть протекает 328 МВт активной мощности, что в сумме обеспечивает в этом узле приток в 828 МВт по стороне 400 кВ. По ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу в сторону Кишинэу передается 571 МВ, а 254 МВт распределяются потребителям Украины и Молдовы по сетям 110 кВ.

Существенным моментом следует считать и то, что произошло изменение не только значения потока мощности в ВЛ 330 кВ МГРЭС-Кишинэу до 374 МВт, но и его направление из узла нагрузки Кишинэу в сторону шин 330 кВ МГРЭС. Суммарное изменение потока мощности с учета изменения его направления в ВЛ 330 кВ МГРЭС- Кишинэу составило 446 МВт. При этом произошло уменьшение значения потока активной мощности по ВЛ330 кВ ГЭС-Новоднестровск –Бэлць с 330 МВт до 205 МВт. В этом режиме возрастет инъекция мощности с шин 330 кВ МГРЭС в сторону Украины (в сторону Усатово, Новая Одесса и Арциз) до значения 703 МВт, что почти в два раза превышает обменную мощность с этих шин по сравнению с базовым сценарием. Уменьшится мощность с 156 до 85 МВт в сторону МГРЭС по ВЛ 330 кВ Котовск – МГРЭС.

Включение в узел Вулкэнешть ВПТ приводит к существенному небалансу по

обменной мощности между энергосистемами Молдовы и Украины. Для рассмотренных сценариев этот небаланс составил: 76 МВт (базовый сценарий), 470 МВт (параллельная работа ВПТ и МГРЭС в узле Вулкэнешть) и 133 МВт при отключении ВПТ 500 МВт от ВЛ 400 кВ МГРЭС-Вулкэнешть.

Данные из табл. 3, которые относятся только к узлу Вулкэнешть, показывают на достаточно очевидное влияние ВПТ и на характер нагрузки ВЛ 110 кВ, которые питают электрической энергией потребителей юга Украины и Молдовы. Следовательно, оценка уровня небаланса по обменной активной мощности между энергосистемами Молдовы и Украины должна приводиться и с учетом перетока мощности по линиям связи с напряжением 110 кВ. Не учет перетоков по этим линиям может привести к ошибочным выводам о режиме работы молдавской энергосистемы.

Появление небаланса по обменной мощности между энергосистемами Молдовы и Украины может быть источником недоразумений в отсутствие контрактных обязательств сторон.

Изменение топологии молдавской энергосистемы при эксплуатации ВПТ 500 МВт Вулкэнешть и ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу имеет как следствие увеличение по расчетным данным потерь мощности в рассмотренной объединенной региональной энергосистеме с 2961 МВт (базовый сценарий) до 3132 МВт, следовательно, прирост потерь активной мощности на 171 МВт или на 5,77 %. Потери активной мощности (расчетные) при инъекции ВПТ Вулкэнешть 500 МВт в молдавскую энергосистему возрастают по сравнению с базовым сценарием на 5,86 МВт, т.е. на 7,1 %.

5. ФИНАНСОВЫЕ АСПЕКТЫ И ТЕНДЕНЦИИ

Энергетическая стратегия Молдовы до 2030 [2] предполагает строительство трех ВПТ мощностью по 500 МВт общей стоимостью 210 миллионов евро. В Меморандуме, подписанном ГП „Молэлектрика” и SC „Трансэлектрика” (от 18.02.2011) по вопросу строительства ВЛ 400 кВ Бэлць-Сучава и распределительного устройства 400 кВ с автотрансформаторами 400/330 кВ, стоимость проекта без стоимости ВПТ оценена в 66.448 млн. евро. Доля затрат молдавской стороны оценена в 36.886 млн.

евро. При рассмотрении тенденции, касающейся стоимости реализации межсистемных связей с энергосистемой Румынии, наблюдается увеличение этой стоимости. В Меморандуме, подписанном Правительствами Республики Молдова и Румынии (21.05.2015) [7], уточнены параметры стоимости составляющих проекта межсистемных асинхронных связей энергосистем: Исакча-Вулкэнешть-Кишинэу 140 млн. евро, Стрэшень- Яссы 257 млн. евро и Бэлць-Сучава 132 млн. евро. В сумме эти затраты оценены в 525 млн. евро.

В работе, представленной на Международной научной конференции [8], уточнены значения мощностей ВПТ: Вулкэнешть 600 МВт, Бэлць 400 МВт и Стрэшень 300 МВт. Эти значения определены из возможностей импорта электрической энергии из Румынии в Республику Молдова. Стоимость межсистемной связи Исакча-Вулкэнешть-Кишинэу оценена на уровне и 193-194 млн. евро на сентябрь 2016 г. (из неофициального источника). Первоначальная удельная стоимость реализации проекта была оценена на уровне 140 тыс. евро на МВт передаваемой мощности (2007), а к 2015 году эта оценочная стоимость возросла до (525 М€/1500) = 0,35 М€/МВт, причем для межсистемной связи Исакча-Вулкэнешть-Кишинэу удельная стоимость составляет 0,28 М€/МВт, Стрэшень-Яссы (257/500) = 0,514 М€/МВт и Яссы-Стрэшень (132/500) = 0,264 М€/МВт. С учетом увеличения роста мощности ВПТ Вулкэнешть до 600 МВт и перевода ли 400 кВ значение удельной стоимости этого проекта оценивается на уровне (194 М€/600МВт) = 0,323 М€/МВт. В последней версии проекта межсистемной связи стоимость ВЛ 400 кВ Вулкэнешть – Кишинэу оценена на уровне 20 М€, и при ее длине порядка 150 км получаем удельный показатель порядка 133 тыс. €/км, или по текущему валютному курсу 1,09 (13.11.2016), удельная стоимость ВЛ 400 кВ составит около 145 тыс. \$/км. Отметим и тот факт, что в перспективе предполагается строительство второй цепи ВЛ 400 кВ Вулкэнешть-Кишинэу–Стрэшень, и, возможно и до Бэлць. В случае строительства двуцепной ВЛ 400 кВ удельная стоимость возрастет почти в 2 раза и составит порядка 290 тыс. \$/км.

Наблюдаемая тенденция роста стоимости проекта реализации межсистемной связи Молдова – Румыния позволяет предположить,

что в зависимости от срока реализации стоимость по сравнению с оценочной на конец 2016 года возрастет. Если обратимся только к связи Исакча-Вулкэнешть-Кишинэу, исходя из того, что стоимость этой части проекта ежегодно росла на 18 тыс.€/год (стоимость одного МВт мощность межсистемной связи на уровне 2007 года составляла 0,14 М€/МВт, в 2015 году - 0,28 М€/МВт и на конец 2016 года - 0,323 М€/МВт), то можно предполагать рост конечной стоимости в зависимости от сроков строительства этой межсистемной связи.

По результатам ТЭО, выполненного по заявке ГП „Moldelectrica” [7], запланированный срок реализации этой межсистемной связи оценен в 5,5-6 лет. Отсюда следует, что при сохранении отмеченного прироста стоимости на уровне предыдущих 10 лет эффективная оценочная стоимость реализации проекта по сравнению с концом 2016 года возрастет на $(6 \text{ лет} * 18 \text{ тыс.€/год} * \text{МВт}) = 0,11 \text{ М€/МВт}$ на каждый МВт установленной мощности, а при установленной мощности 600 МВт общая стоимость проекта через 6 лет увеличится до 260 М€.

Эти оценочные данные наводят на мысль о необходимости комплексного подхода к рассмотрению эффективности данного проекта с учетом его экономической составляющей и степени влияния на уровень экономической и энергетической безопасности страны.

Для ВПТ Бэлць (132 М€) и ВПТ Стрэшень (257 М€) получаем удельные инвестиционные затраты на 1 МВт установленной мощности соответственно: $(132/400) = 0,33 \text{ М€/МВт}$ и $(257/300) = 0,857 \text{ М€/МВт}$. Поскольку и стоимость проекта межсистемной связи Бэлць-Сучава к середине 2015 года практически удвоилась [7], то с учетом тенденции для межсистемной связи Исакча-Вулкэнешть-Кишинэу эта тенденция, очевидно, сохранится и для межсистемной связи Стрэшень-Яссы изменяясь ежегодно почти на 18 тысяч евро в год для одного МВт установленной мощности.

Исходя из тенденции роста стоимости реализации проекта во времени и больших сумм инвестиций представляются обоснованными любые предложения, которые бы позволили уменьшить объем необходимых инвестиций, и повысить таким образом привлекательность данного проекта при

привлечении необходимых финансовых ресурсов. В этом плане представляется интересным сопоставить традиционные решения, в том числе применяемые при строительстве линий электропередачи и новые технические решения, которые обеспечивают не только желаемые передаваемые мощности, но и снижение затрат на строительство одного километра ВЛ.

На рис.5 приведены характеристики ВЛ 220 кВ различного конструктивного исполнения по значению передаваемой мощности, а в табл. 4 и на рис. 6 - данные о расчетной экономии от использования линий типа УСВЛ разного класса напряжений 110-750 кВ по сравнению с двумя ЛЭП одноцепного исполнения.

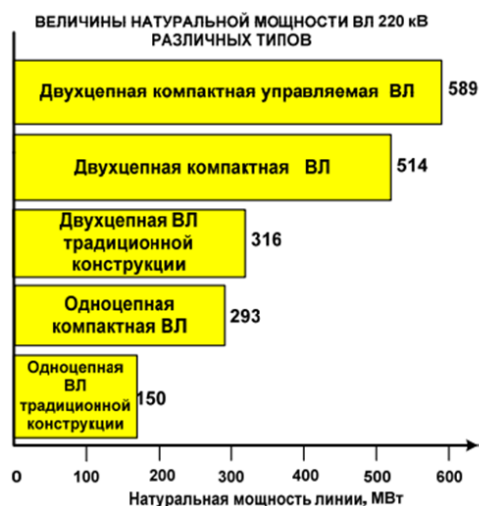


Рис.5. Значение натуральной мощности ВЛ 220 кВ различного конструктивного исполнения.

Из приведенных расчетных данных следует, что применение компактных двухцепных ВЛ 400 кВ может обеспечить снижение инвестиций на уровне 60 тыс.€/км (всего для двухцепной ВЛ около 9 млн. евро), а в случае реализации проекта с применением УСВЛ 400 кВ это снижение может составить около 120 тыс.€/км (следовательно, около 18 млн. евро).

Утверждение проекта строительства участка Вулкэнешть-Кишинэу на основе управляемой ЛЭП типа УСВЛ 330 кВ может обеспечить существенное снижение затрат на строительство этой линии при обеспечении параметров передачи мощности, характерных для линии с напряжением 400 кВ.

Поскольку линии высокого напряжения находятся в ведении электрокомпаний,

которые занимаются транспортом электроэнергии, в данном случае ГП „Moldelectrica”, в предположении, что данная компания будет основным заказчиком этих структурных изменений в национальной

электроэнергетической системе, можно оценить требуемый прирост тарифа на оказание услуг по ее транспорту для возврата инвестиций, например, в течение 10 лет.

Таблица 4.

Удельная экономия затрат компактных двухцепных ВЛ и УСВЛ по сравнению с двумя одноцепными ВЛ обычного типа с регулируемыми ИРМ или УПК из условия передачи одинаковой мощности

U _{ном} ,кВ	110	220	330	500	750
Снижение удельных инвестиций компактных ВЛ по сравнению с ВЛ традиционного исполнения, тыс.\$/км	0,9	12,0	24,5	76,0	132,0
Снижение удельных инвестиций УСВЛ по сравнению с компактными ВЛ с двумя цепями, тыс.\$/км	1,8	25,0	49,0	151,0	264,0

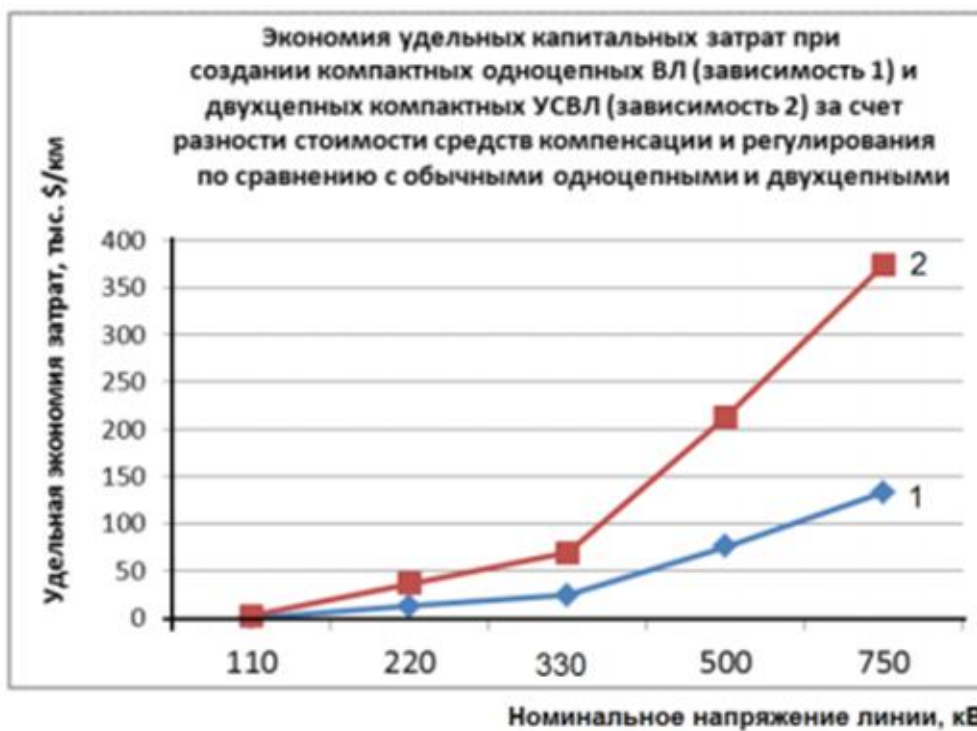


Рис.6. Экономия удельных капитальных затрат при строительстве компактных ВЛ 110-750 кВ.

В настоящее время НАРЭ установило тариф для услуг по транспорту электроэнергии на уровне 14,5 банов/кВтч. При расчетном времени работы ВПТ 4000 часов в году, эта ВПТ может передать в национальную энергосистему около 2,4 млрд. кВтч, и в денежном выражении компания по транспорту электроэнергии может получить в течение года за оказанные услуги около 348 млн. молдавских леев. Примем, что обменный курс евро и молдавского лея равен 22 леям за один евро и сохранится на этом уровне

достаточно длительное время. При этих условиях электрокомпания получит ежегодно за свои услуги (348 млн. MD/22) = 15,8 М€, т.е. если все вырученные деньги направить на возврат кредита в 194 М€, который был бы беспроцентным, потребуется более 12 лет. Для того, чтобы вложиться в 10 лет, тариф на транспорт электроэнергии необходимо увеличить до 17,4 банов/кВтч при условии, что все эти деньги пойдут на возврат беспроцентного кредита. Полагая, что поставщик услуг по транспорту сохранит

существующий уровень сборов для оказываемых услуг, то, с учетом сказанного, тариф на транспорт электроэнергии от ВПТ Вулкэнешть необходимо увеличить до значения 31,9 банов/кВтч, что в итоге скажется на росте тарифа для конечного потребителя.

Если сохранить данный подход рассуждений, то можно оценить снизу (самый благоприятный случай) требуемое повышение тарифа на транспорт электроэнергии для возврата инвестиций (оцененных на уровне 2015 года) при нулевой ставке банковского кредита и нулевой инфляции в течение 10 лет после пуска в эксплуатацию и расчетном времени работы ВПТ в течение 4000 тыс.

часов в году при номинальной мощности. При этом, не учитываем потери при транспорте электрической энергии. Учет этих потерь удлинит срок возврата инвестиций, а при фиксированном сроке возврата инвестиций необходимо увеличить тариф за услуги по транспорту энергии больше указанного.

Из табл. 5 следует, что для возврата инвестиций в течение 10 лет при нулевой инфляции и сохранении финансовых показателей поставщика услуг на уровне 2015 года, на весь период возврата инвестиций необходимо повысить тариф на услуги транспорта электроэнергии в энергосистеме страны до 36,9 банов/кВтч, т.е. на 154% по сравнению с тарифом 2015 года.

Таблица 5.

Ожидаемое усредненное значение тарифа на транспорт энергии при реализации планируемых мер по строительству ВПТ

	ВПТ Стрэшень- Яссы	ВПТ Бэлць- Сучава	ВПТ Вулкэнешть - Кишинэу
Стоимость, М€ (2015 г.)	257,0	132,0	140,0
Импорт электроэнергии, млн. кВтч	1200	1600	2400
Стоимость услуг транспорта, млн. лей (при 14,5 банов/кВтч)	174,0	232,0	348,0
Стоимость услуг транспорта, М€ (1€=22лея)	7,91	10,54	15,8
Срок возврата инвестиций, лет (14,5 банов/кВтч)	32,5	12,57	8,88
Требуемое повышение тарифа на услуги для возврата в течение 10 лет, банов/кВтч	47,12	18,18	12,85
Конечный тариф для каждой ВПТ, банов/кВтч	61,62	32,68	27,35
Средневзвешанная доля тарифа ВПТ в общем тарифе, банов/кВтч	14,22	10,06	12,62
Усредненный тариф для транспорта по энергосистеме, банов/кВтч	36,9		

Приведенные оценочные значения стоимостных показателей (для немислимо льготных условий) показывают сложность реализации указанного проекта и с точки зрения его финансового обеспечения и с точки зрения возврата привлеченных со стороны финансовых средств.

ВЫВОДЫ

1. Реализация межсистемной асинхронной связи молдавской и румынской энергосистем при строительстве ВПТ приводит к существенному изменению перетоков активной мощности в молдавской и украинской энергосистемах.
2. Возникает небаланс энергосистемы Молдовы по перетокам с севера

республики по ВЛ 330 кВ и в сторону Украины с юга. Величина этого небаланса по перетоку составляет порядка 133 МВт при отключении ВЛ 400 кВ МГРЭС-Вулкэнешть и порядка 470 МВт при параллельной работе ВПТ в Вулкэнешть и МГРЭС и при сохранении их связи по ВЛ 400 кВ МГРЭС-Вулкэнешть.

3. В следствие возникших перетоков мощности по внутренним сетям высокого напряжения (от Вулкэнешть в сторону Кишинэу и от Кишинэу в сторону шин 330 кВ МГРЭС) наблюдается увеличение потерь активной мощности в молдавской энергосистеме на 7,1% по сравнению с базовым вариантом. Рост суммарных потерь мощности в рассмотренной

- объединенной энергосистеме равен 171 МВт (2961 МВт до 3132 МВт), что составляет 5,77%.
4. Строительство ВПТ требует существенных инвестиций, возврат которых приведет к необходимости увеличения тарифа на услуги по транспорту электрической энергии. Оценка снизу при условии, что ставка банковского кредита и инфляция нулевые в течение 10 лет, а обменный курс национальной валюты не меняется в данном интервале времени, указывает на необходимость увеличения тарифа на услуги по транспорту электроэнергии на 154% по сравнению с действующим тарифом 14,5 банов/кВтч. В действительности, этот тариф за счет банковского процента и инфляции возрастет в значительной большей мере, чем оценено при принятых условиях, что приведет к увеличению и тарифа для конечного потребителя.
 5. В качестве реальной меры по снижению тарифа на транспортные услуги можно указать на возможность применения компактных и управляемых ЛЭП с самокомпенсацией, которые при той же передаваемой мощности имеют значительно более низкую удельную стоимость по сравнению с ЛЭП традиционной конструкции.
 6. Применение компактных двухцепных ВЛ 400 кВ может обеспечить снижение инвестиции на уровне 60 тыс.€/км (всего для двухцепной ВЛ около 9 млн. евро), а в случае реализации проекта с применением УСВЛ 400 кВ это снижение составит около 120 тыс.€/км (т.е. около 18 млн. евро).
 7. Реализация проекта усиления межсистемных связей энергосистем Молдовы и Румынии затрагивает интересы и Украины и МГРЭС. Для исключения возможных недоразумений в будущем, гармонизации интересов, а также оптимизации функционирования региональной энергосистемы необходимо согласовать режимы работ энергетических объектов принадлежащих заинтересованным сторонам.
 8. При рассмотрении ТЭО проекта целесообразно рассмотреть и вариант межсистемной связи Бэлць – Сучава в случае строительства ВПТ в Румынии вблизи Сучавы, поскольку в данном случае характер партнерских отношений Молдовы и Румынии представляется более уравновешенным и естественным в рамках данного проекта. Тем более, что по данным 2015 года стоимость реализации этих связей очень близка: 140 млн. евро для ВПТ и ВЛ Вулкэнешть-Кишинэу и 132 млн. евро для ВПТ и ВЛ Сучава-Бэлць.
 9. При выполнении ТЭО следует рассматривать и варианты принудительного регулирования потоков мощности по внутренним сетям молдавской и украинской энергосистем за счет использования специальных фазорегулирующих устройств. Последние могут успешно решить возможные проблемы из-за нерегулируемого обмена потоками мощности между молдавской, украинской и румынской энергосистемами.

Литература (References)

- [1] Hotărîre Nr.958 din 21.08.2007 cu privire la Strategia energetică a Republicii Moldova pînă în anul 2020. <http://lex.justice.md/index.php?action=view&view=doc&id=325108>
- [2] HOTĂRÎRE Nr.102 din 05.02.2013 cu privire la Strategia energetică a Republicii Moldova pînă în anul 2030. <http://lex.justice.md/md/346670/>
- [3] Strategii de cheltuieli în domeniul energetic: 2013 – 2015, 2014-2016, 2015-2017, 2016-2018. <http://www.mec.gov.md/ro/content/strategii-de-cheltuieli-domeniul-energetic>
- [4] Raport privind implementarea SSC în domeniul energetic pentru 2013 și 2015. <http://www.mec.gov.md/ro/content/strategii-de-cheltuieli-domeniul-energetic>.
- [5] Strategii de cheltuieli în domeniul energetic: 2013 – 2015, 2014-2016, 2015-2017, 2016-2018. <http://www.mec.gov.md/ro/content/strategii-de-cheltuieli-domeniul-energetic>
- [6] Moldova-Romania Power Systems Interconnection Project. http://www.moldelectrica.md/ro/pages/mold_rom_project_en
- [7] Cinci proiecte care vor consolida securitatea energetică a Moldovei. <http://capital.market.md/ro/content/cinci-proiecte-care-vor-consolida-securitatea-energetica-moldovei?page=5>
- [8] Anca Popescu, Daniela Burnete, Marian Dobrin. Posibilitățile de creștere a siguranței în alimentarea cu energie în Republica Moldova. International conference “Energy of Moldova – 2016. Regional aspects of Development” 29

September -1 October, 2016 - Chisinau, Republic of Moldova. Pp.630-634.

<http://www.ie.asm.md/assets/files/16A-102.pdf>

[9] Постолатий В.М., Быкова Е.В., Суслов В.М., Шакарян Ю.Г., Тимашова Л.В., Карева С.Н.

Эффективность компактных управляемых высоковольтных линий электропередачи. *Problemele energeticii regionale*. Nr.3(29), 2015. pp.1-17 . ISSN 1857-0070

Сведения об авторах:



Постолатий В.М. Академик АНМ, доктор хабилитат технических наук, зав. Лабораторией управляемых линий электропередачи. Области научного интереса: управляемые самокомпенсирующиеся линии электропередачи, компактные ВЛ, оборудование регулирования режимов в энергосистемах, энергобезопасность. Автор более 250 научных публикаций, 30 патентов на изобретения, в том числе 21 зарубежного патента.

E-mail: postolatii@rambler.ru



Берзан В.П. Доктор хабилитат технических наук, зам. Директора по науке Института энергетики АНМ. Область научных интересов: энергетика, установившиеся и переходные процессы в электрических цепях, математическое моделирование, диагностика энергооборудования. Автор более 350 научных публикаций, 30 патентов на изобретения, в том числе 1 зарубежного патента, 12 монографий, 3 учебных пособий.

E-mail: berzan@ie.asm.md



Быкова Е. В. Доктор технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник Лаборатории управляемых электропередач Института энергетики АНМ. Сфера научных интересов: электрические сети и системы и управление ими, управляемые электропередачи, энергетическая безопасность, моделирование процессов в энергетике.

E-mail: elena-bicova@rambler.ru



Андронати Н.Р. Академик АНМ, доктор хабилитат технических наук, научный консультант ИЭ АНМ. Области научного интереса: гибридные вычислительные системы, математическое моделирование динамических процессов в реальном времени, управление процессами в энергетике.