

АЕРС - Јавна консултација о предлогу акта

Документ:	План развоја преносног система Републике Србије за период 2021.-2030.
Примедбе даје*:	Energy Community Secretariat

Датум:	16. 4. 2021.
Послати на адресу:	aers@aers.rs

***НАПОМЕНА – За правна лица обједињене примедбе слати преко кабинета**

законског заступника правног лица

ОПШТЕ И КОНЦЕПТУАЛНЕ ПРИМЕДБЕ

Р.Б.	ПРИМЕДБА / КОМЕНТАР
1	<p>GENERAL OBJECTIVES (summarized)</p> <p>Draft TYNDP represents detail overview of Serbian transmission system development needs. However, we have some comments and suggestions to further improve it.</p> <p>a) The Plan mentions regional electricity market and new interconnections which have to be constructed, but doesn't say anything about usage of the existing interconnectors. Existing NTC values at the Serbian borders are not given, neither existing level of exchanges over different borders is mentioned.</p> <p>Примедба се усваја. У тексту плана развоја ће бити додате постојеће вредности НТЦ по границама и смеровима.</p> <p>b) It doesn't say anything about cross-border capacities allocation and funds received through this allocation. Nothing is mentioned about how EMS intends to use money collected through the auction processes.</p> <p>Алокације капацитета и модалитет трошења средстава од алокација капацитета није предмет Плана развоја. Сугестија се не прихвата.</p> <p>c) Scenarios used for the transmission system planning and generation adequacy assessment seem insufficient, not reflecting all uncertainties which are going to appear in the future and not assessing all sources of risks related to transmission investments.</p> <p>Примедба се прихвата. У наредним Плановима развоја размотрићемо анализу више сценарија.</p> <p>d) The main decarbonisation action, coal fired power plants phase-out, has not been taken into account by defining special scenario in which coal fired power plants will go out of operation, dominantly replaced by renewables which have different production patterns.</p> <p>Примедба се прихвата. У наредном Плану развоја биће размотрена имплементација овог коментара у оквиру специјализованих анализа осетљивости.</p> <p>e) Renewable energy sources integration has not been properly assessed in the Plan. Obstacles and challenges are not explained, impact on transmission network operation is missing, transmission investments aimed to support this integration have not been defined.</p>

У оквиру анализе сигурности су наведени потенцијални проблеми у преносној мрежи који су узроковани интеграцијом ОИЕ и предложене су одговарајуће инвестиције у преносни систем. У табели у којој су наведени пројекти ЕМС-а (Поглавље 11) као један од разлога за инвестиције је наведен утицај ових пројеката на интеграцију ОИЕ. Сходно томе, из ове табеле се могу јасно издвојити пројекти који имају утицаја на интеграцију ОИЕ. Сагласни смо са коментаром и размотрићемо његову имплементацију у следећем Плану развоја.

- f) Needs for new interconnectors are not explained in detail. Regulatory agency does not have enough information to properly assess needs and approve development of these projects.

Примедба се прихвата, у наредним плановима развоја ће се детаљније обрадити разлози за изградњу нових интерконективних далековода.

- g) Transmission system ageing is mentioned rarely, but not properly assessed.

Примедба се прихвата. У оквиру Плана развоја користи се Методологија за приоритизацију пројеката, која као један од најважнијих улазних података се користи податак о старости преносног елемента. Резултат поменуте Методологије представља планирану годину реализације пројекта, која директно зависи и од старости преносног елемента која је уважена кроз одговарајући фактор приоритета. У Плану развоја ће бити наведено да се старост елемената ЕЕС узима у обзир у оквиру Методологије. У поглављу 10.12 биће додат краћи опис како се прави почетна листа пројекта за реконструкцију, који су параметри који узимају у обзир и како се предлажу за реконструкцију. Поред тога биће додат и кратак опис методологије за приоритизацију у истом поглављу.

- h) Innovative technological solutions are mentioned shortly, some planned high-tech investments and related facilities are listed, but not elaborated in detail. It seems that adoption of new technologies in Serbian transmission system will be underutilized.

Примедба се прихвата. У новом Плану развоја овом питању ће бити посвећена додатна пажња, посебно сагледавањем развојних пројеката са применом нових технологија као ефикаснијим решењем за планирање мреже.

- i) Transmission network planning criteria seem obsolete. Possible economic indicators (NPV>0, B/C ratio > 1, rate of return > discount rate etc.) for individual investments have probably not been applied. Western Europe TSOs use these indicators more and more, assessing investments above certain value (for example CAPEX higher than EUR X million, X might be for example EUR 5 or 10 million) by using economic analyses and probabilistic simulations.

Комплетна техноекономска анализа се рачунањем NPV и В/С односа се рачуна за пројекте изградње нових 400 kV далековода путем израде екстерних студија. Претходне студије изводљивости и студије изводљивости се израђују независно од Плана развоја, те њихови резултати нису укључени у текст Плана. Студије које су у изради су наведене у Плану развоја. Инвестиције у преносни систем нису по правилу економски исплативе те је због тога ова делатност углавном у државном власништву. Општи друштвени значај улагања који може да има за циљ развој тржишта, сигурност снабдевања, прикључење обновљивих извора и сл. не морају увек да резултују позитивним побројаним финансијским ефектима који су резултат СВА анализа.

2a

Serbian transmission system is connected to all neighbouring countries (Croatia, Hungary, Romania, Bulgaria, North Macedonia, Kosovo*, Montenegro and Bosnia and Herzegovina, 8 borders in total) with at least one 400 kV line to each except Montenegro (putting Kosovo* political issue aside), that may carry up to 1100 MW. Cross-border exchanges are limited to significantly lower values. On average, EMS gives up to 40 % of nominal transmission capacity of all interconnectors to the market participants. Due to its geographical position, the Serbian transmission system is obviously the most important infrastructural part of the regional electricity market in the Balkans, which can help create the necessary preconditions for more intensive electricity trade in the region. TYNDP should explain in detail all reasons why existing interconnectors are underutilized and suggest

	<p>measures to increase NTC values in the future, by applying the most economical approach to increase these values.</p> <p>Примедба се прихвата. У наредном Плану развоја ће бити идентификована листа преносних елемената у Србији који ограничавају НТС на свим границама. У плану развоја 2021-2030. додате су табеле средњих месечних вредности НТС по границама, као и термички капацитети интерконективних далеководна на овим границама. Дат је и краћи коментар у коме је још једанпут истакнуто да остварене НТС вредности не зависе искључиво од ограничења у преносној мрежи ЕМС АД већ могу бити и последица ограничења у суседним системима, као и то да потреба за новим далеководима не произилази само из тренутних размена, већ је усклађена са предвиђањима ENTSO-E, према којима се у наредном периоду очекује интензиван раст прекограничних размена, узрокован интеграцијом варијабилних извора енергије.</p>
2b	<p>Serbia is currently in the process of joining the EU. The EU legislative will have to be adopted in a near-future. <i>Regulation (EU) 2019/943 of 5 June 2019 on the internal market for electricity</i> identifies uncoordinated curtailments of interconnector capacities as one of the most serious obstacles to the development of the internal EU market for electricity. It calls for the maximum availability of interconnector capacity to market participants, respecting safety and security standards of network operation including contingencies. It also defines that the transmission capacity to which at least the 70 % minimum capacity criterion shall apply in the NTC approach is the maximum transmission of active power which respects operational security limits and takes into account contingencies, while the reliability margin, loop flows or internal flows are taken into account within the remaining 30 %. TYNDP should define actions aimed to satisfy this target at least in a mid-term future time frame (until 2025), although this Regulation has not yet been adopted in the Energy Community. We are aware that EMS has probably not made this analysis yet but it should be initiated and included in the next TYNDP.</p> <p>Делимично смо сагласни са коментаром. У наредном Плану биће урађена анализа потенцијалних пројеката који повећавају НТС на основу листе преносних елемената у Србији који ограничавају НТС на свим границама. Међутим, треба нагласити да је прорачун прекограничних преносних капацитета заједнички за два суседна оператора преносног система, па акције које су неопходне за његово повећање нису ограничене само на територију једне државе (ограничење може да буде и елемент у суседном ОПС-у).</p>
2c	<p>NTC values are planned to be increased after realizing new interconnection projects only and there is a number of these projects listed in the draft TYNDP (new lines to Hungary, Croatia, Romania, Bulgaria, Montenegro, BiH). It is quite obvious that usage of existing interconnectors might be limited due to internal network bottlenecks, including 110 kV and 220 kV lines and transformers. Network elements which limit the NTC values should be listed in the Plan and possible low-cost measures to remove internal bottlenecks should be explained and included in the Plan.</p> <p>Сагласни смо са примедбом. Биће имплементирано у наредним Плановима развоја.</p>
2d	<p>In order to create necessary preconditions for future market coupling in the region as one of the most important tasks in order to create sustainable, environmental friendly and technologically advanced power system, the Energy Community Secretariat's recommendations related to the existing and new interconnectors are the following:</p> <p>NTC values at all borders should be re-evaluated, calculated more frequently through coordinated processes and potentially increased, and/or markets should be coupled in order to fully benefit from market competition.</p> <p>НТС вредности се тренутно прорачунавају по постојећој методологији и у временским интервалима који су дефинисани, уважавајући критеријуме сигурности, у сарадњи са суседним оператором преносног система. На њихове вредности могу да утичу загушења у нашој преносној мрежи, али и у мрежи суседа. Као такве, НТС вредности су улазни подаци за План развоја (за анализе адекватности). Са друге стране, нови пројекти који су планирани у преносном систему, могу да утичу на повећање вредности НТС-а. До евентуалног повећања прорачунатих вредности НТС (унутардневних, дан-унапред, месечних, годишњих), може доћи када дође до промене начина прорачуна и примене „flow based“ методе у нашем региону.</p> <p>Increasing the NTC values is one of the most important actions to support the integration of renewables and decarbonisation of the electricity sectors. NRAs should be</p>

more active in this respect by obliging TSOs to identify critical network elements which restrict the NTC values and to propose solutions to relieve internal bottlenecks.

Треба имати у виду да је процес прорачуна NTC, заједнички, где учествују оба оператора преносног система за посматрану границу и ограничавајући елемент(и) могу да буду у оба система. EMC ће убацити податак о тренутном искоришћењу интерконективних далековаода у План развоја.

Increasing the NTC values should be done by different means, starting with the fastest and cheapest options (coordinated capacity calculation, improvement of network models, re-evaluation of the transmission reliability margins, day-ahead and intraday calculations, re-dispatching and countertrading if economically justified etc.).

До евентуалног повећања прорачунатих вредности НТЦ (унутардневних, дан-унапред, месечних, годишњих), може доћи када дође до промене начина прорачуна и примене „flow based“ методе у нашем региону. Што се тиче мрежних модела, они се редовно унапређују и нису препрека за прорачун већих вредности НТЦ-а.

The NTC values should be further increased by reinforcing the internal networks (where internal congestion limits the NTC) through different actions based on the lowest cost approach (application of dynamic thermal rating on critical lines, revitalisation of lines by using high temperature low sag conductors HTLS, construction of new internal transmission facilities), and only as the last possibility consider the construction of new cross-border infrastructure projects, as the most time demanding and probably the most expensive option.

У наредним плановима развоја ће се посебна пажња обратити на оне интерне елементе преносне мреже који ограничавају вредности НТЦ-а и, у складу са тим, планираће се развојни пројекти који би елиминисали загушења и на тај начин створиће се предуслови за повећање НТЦ вредности на одређеној граници. У свему овоме ће се сагледати оптимално техноекономско решење које не мора да подразумева нове интерконективне далеководе, већ и нека решења која су јефтинија али такође доводе до елиминације загушења.

The Plan is made by taking into account several scenarios defined with respect to future load growth (BDP increase) and operating regimes (winter and summer maximum and summer minimum load). Generation adequacy was assessed by taking into account only two generation development scenarios which do not seem very different. Having in mind that future brings a lot of uncertainties related to the generation mix, regional electricity market development, RES integration, energy efficiency measures, distributed generation development etc., these scenarios seems incomplete. Description of ENTSO-E TYNDP scenarios is given but no national scenarios in line with ENTSO-E scenarios have been included in the national Plan. New interconnection projects have been assessed from the ENTSO-E side in line with “their” scenarios, but other internal investments have been assessed with respect to several national scenarios which are quite different, which could lead to further underutilization of interconnection lines in the future, once when new projects are going to be realized.

3a Every network investment is associated with certain level of risk. By defining few scenarios in the planning process, risks cannot be properly assessed. Having in mind that transmission 10Y development investments are significant (hundreds of EUR millions) risks should be identified and minimized if possible. Regulatory agency should approve individual investments based on a risk associated with them, among other criteria. High-risk investments without possible actions to mitigate risk should be specially evaluated and disapproved in some situations.

Делимично се слажемо са коментаром. Слажемо се да се два сценарија која се помињу мало разликују међусобно, међутим треба имати у виду да не утичу све неизвесности које су поменуте на исти начин на преносни систем. У наредним Плановима развоја, с обзиром да се према новој легислативи План израђује сваке две године, биће више времена да се детаљније размотре сценарији, па самим тим да се израде два или више сценарија развоја енергетике, који се довољно разликују и који могу да се разматрају у оквиру анализа и прорачуна.

3b)	<p>EU has clearly defined its energy and environmental goals which exclude coal-fired power plants. Two new such units (Kolubara B up to 400 MW and Kostolac B3 350 MW) have been included in the Plan due to the fact that TSO has contractual obligation to connect them to the grid. However, mid and long-term future without coal fired power plants, replaced by gas units and/or renewable energy sources (or any other electricity source that is more environmentally friendly than coal), should be analysed at least by defining one additional planning scenario in order to assess necessary actions to accommodate the grid to different situation. Beside this scenario, additional one dependant on the share of new production facilities connected to the transmission network and those connected to the distribution network could be also observed.</p> <p>It should be stressed that there is a high probability that carbon pricing mechanism will be adopted at the Energy Community area, making coal units more and more uncompetitive. In the meantime, EU will adopt Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), making electricity exports from countries with high share of coal units more unattractive. Zero carbon future till 2050 should be taken into account even today having in mind that new transmission facilities (lines, substations) have expected lifetime of 50 and more years.</p> <p>We have been informed recently by the Ministry of mining and energy of abandoning Kolubara B project. The TYNDP should be in line with the decarbonisation roadmap which is being considered by the Ministry and according to which Kolubara B project will be terminated. Please see an excerpt of the letter received recently by the Energy Community Secretariat from the Ministry of Mining and Energy:</p> <p><i>5. ОДУСТАЈАЊЕ ОД ПРОЈЕКТА НА УГАЉ - На нивоу министарства надлежног за послове енергетике донети су одговарајући предлози. Пројекти реконструкције ТЕНТ А1 и А2 се морају завршити као и топловод од Обреновца до Београда, док се од започетог пројекта изградње ТЕК Б и поред уложених око 200 милиона \$ одустаје. У вези са наведеним израђен је предлог за решавање питања енергетске безбедности, које мора бити пропраћено и развојем нових напредних технологија (складишта за електричну и топлотну енергију, зелени водоник и др.).</i></p> <p><i>Делимично се слажемо са коментаром. У наредним Плановима развоја, с обзиром да се према новој легислативи План израђује сваке две године, биће више времена да се детаљније размотре сценарији, па самим тим да се израде два или више сценарија развоја енергетике, који се довољно разликују и који могу да се разматрају у оквиру анализа и прорачуна. У процесу прикупљања података за израду Плана развоја преносног система 2021-2030. од ЈП ЕПС је добијена информација да ће ТЕ Костолац Б3 и ТЕ Колубара Б бити изграђене до 2024. и та чињеница није могла бити игнорисана. У складу са оваквим улазним подацима су и урађени сви прорачуни.</i></p>
4	<p>The issue of RES integration should be analysed in more details, identifying all infrastructural and operational issues which should be addressed and resolved. New lines and substations supporting this integration should be identified and exposed to technical and economic analysis. Power system ability to operate under variable electricity sources like wind power plants and solar power plants should be analysed. Frequency control needs and other ancillary service issues should be properly addressed. Large range of operational situations (not only winter & summer maximum and summer minimum load) should be taken into account (high wind, low wind, high sun, zero sun and all possible combinations taking into account variable hydro energy also should be analysed too).</p> <p>It should not be stressed here that wind power plants and solar power plants construction have been extremely intensive in Europe in the last 10 years. This situation will be reflected to Serbia sooner or later. We strongly believe that this fact should be taken into account by EMS even today in order to prepare the system for inevitable future that will come to Serbia.</p> <p><i>Тренутно је у току студија Интеграције ОИЕ у Србији, па ће се резултати ове студије, који приказују ширу слику проблема интеграције ОИЕ, приказати у наредном Плану развоја. У оквиру анализе сигурности преносног система су већ идентификована слаба места у мрежи са аспекта интеграције ОИЕ и предложене су одговарајући пројекти. На пример за пројекат ВеоGrid 2025, који ће омогућити евакуацију велике количине електричне енергије произведене из ветроелектрана у региону Јужног Баната, се већ ради претходна студија изводљивости, и кроз њу су већ урађене одређене техноекономске анализе. Прихватамо предлог да се прошири листа анализираних режима и исти ће бити идентификовани и анализирани у наредним Плановима развоја, а ослањаће се углавном на тржишне прорачуне у одговарајућим</i></p>

	софтверским пакетима.
5	<p>New interconnection projects have been defined according to the ENTSO-E analyses on system needs. This analysis took into account very restricted NTC values in Europe and in Serbia as well, not applying the EU-obligatory 70 % target described above. Results of these analyses should not be misunderstood, they point out on the borders where increase of NTC is potentially justified, not pointing on the borders where new interconnectors are absolute necessity.</p> <p>Draft plan do not describe in detail needs for the new interconnectors. For example, it has been stated that new line between Serbia and Bulgaria is under consideration but existing line 400 kV Nis – Sofia is highly under-utilized. Why to construct a new line 400 kV while we have one that is not used as it could be used? Benefits of new interconnectors were not described and quantified, neither the costs. Economic indicators are missing. No risks associated.</p> <p>За нови 400 kV интелективни далековод између Србије и Бугарске, који је у развојној фази, радиће се одговарајуће студије са техноекономским прорачуном, чији ће резултати бити убачени у неки од наредних Планова развоја. Примедба ће се детаљно размотрити у наредном Плану развоја.</p>
6	<p>Network 110 kV and 220 kV in former Yugoslavia was constructed during 50-ties and 60-ties in the last century. Lines and some substations are older than 50, even 60 years. There is no overview of transmission system facilities according to their age in the Plan, having in mind that financial needs for revitalization activities will probably be very high in the next 10 to 20 years. It was mentioned that Transbalkan corridor was initially planned to avoid high investments in revitalization of network 110 kV and 220 kV in the western Serbia but no other parts of the network are covered. It will be very expensive to solve revitalization needs by constructing new transmission corridors. Methodology to address network revitalization needs should be developed and adopted by EMS (if not already developed) and results should be included in the TYNDPs in the future.</p> <p>Реконструкција преносне мреже се у оквиру ЕМС АД сагледава са дужном пажњом, с обзиром на старост мреже која је и наведена у примедби. У оквиру ЕМС АД постоје специјализоване стручне службе које се баве стањем објеката преносног система и оперативном спремношћу мреже. Поменуће службе у оквиру дефинисаног процеса сакупљања података за израду Плана развоја достављају листу најугроженијих објеката преносног система са становишта старости и стања. Достављена листа представља базу из које се црпе кандидати за развојне и инвестиционе пројекте и улазе у процес приоритизације пројеката. Након спроведене приоритизације за коју постоји одговарајућа Методологија и која између осталог узима у обзир и старост далековода, добијају се предвиђене године реализације пројеката. У поглављу 10.12 биће додат краћи опис како се прави почетна листа пројекта за реконструкцију, који су параметри који се узимају у обзир и како се предлажу за реконструкцију. Поред тога биће додат и кратак опис методологије за приоритизацију.</p>
7	<p>Chapter 11.13 gives overview of the new technologies adoption in Serbian transmission system but without going into more details. It should be stressed that new technologies have been developed in the last 20 years which may contribute to system security and operability, resulting in financial savings as well. Short description given in the Plan indicate that EMS plans to use these technologies in a limited way. Example how some of these technologies may be beneficial is to replace conductors on critical 220 kV and/or 110 kV lines, without replacing towers, with High Temperature Low Sag (HTLS) conductors which may transmit ~2 times higher current. If some NTC values are limited on Serbian side with respect to internal network, these investments may be conducted relatively fast without high financial needs (revitalization of 110 kV line by using HTLS conductors is approximately 2 times lower than to construct a new line). Application of Dynamic Thermal Rating on critical lines may also help since maximum current in normal operation is defined according to the worse environmental circumstances and often the real ones are far away from these anticipated ones.</p> <p>Сагласни смо са примедбом. ЕМС АД озбиљно планира примену HTLS проводника и DLR уређаја у преносном систему и разматра њихову уградњу на свим местима где анализа трошкова и динамике реализације покаже оправданост њихове примене.</p>
8	<p>We got impression that the main planning criteria used in the Plan (n-1 security criterion, short-circuit criterion, stability criterion) are defined according to the long-term practice of TSOs, in the meantime improved in some European countries. For example, CBA methodology (not necessarily the same as defined by ENTSO-E) could be used to evaluate internal network investments with capital expenditures above certain threshold. This may help EMS in a decision-making process but also AERS while approving the investments.</p>

	<p>The rationale is very simple, for example, if there is 1 hour/year overloading of a line from A to B, happening when other line from C to D goes out of operation that has the probability of 0.1% (~9 hours per year out of operation due to forced outage), and overloading may be solved by generators re-dispatching or even with certain load reduction, it will never be economically justified to construct a new line between A and B and to spend several millions of euros. Security (n-1) analysis will not give this result but economic analysis will point out on this. We suppose that EMS take into account possible dispatching actions in order to solve network congestion but their applicability should be evaluated by simulations and calculations, they should not be taken into account intuitively while planning the network.</p> <p>У наредним Плановима развоја биће размотрен начин анализе потенцијалних проблема у преносној мрежи, који би у обзир узели и исплативост неког развојног решења.</p>
9	<p>North CSE corridor (explained on page 129) has been planned to allow energy evacuation from TPP Kostolac B3 and WPPs in the area between Pancevo and Zrenjanin. We suggest to evaluate feasibility of this project without taking into account TPP Kostolac B3 since EU funds will not be available for transmission projects supporting coal-fired power units grid connection.</p> <p>Пројекат North CSE је значајно добио на важности тек након појаве великог броја пројеката ветроелектрана у региону Јужног Баната и не служи доминантно за евакуацију енергије из ТЕ Костолац Б3. ТЕ Костолац Б3, која је планирана да уђе у погон 2022. године није условљена завршетком пројекта North CSE, и сматрамо да није оправдано радити анализе без ТЕ Костолац Б3.</p>

ПРИМЕДБЕ ПО ЧЛАНОВИМА

Р.б.	Примедба на члан/тачку/став (страна)	Треба да гласи	Напомена предлагача (шта се постиже предложеном променом)
1	Page 22: ...постепену замену мреже 220 kV...	Suggestion: to add "with necessary network compensation facilities if necessary" Прихвата се.	replacement of 220 kV network with 400 kV means that voltages will be increased, are there any compensation facilities planned?
2	Page 22: Преносни системи држава у региону ЈИЕ су, у поређењу са осталим ENTSO-Е регионима, међусобно слабије повезани.	Suggestion: to delete Прихвата се.	Absolutely not true, western European countries are much larger and more developed than the SEE countries. With respect to system demand and generation mix, the SEE countries are very well connected even today.
3	Page 23	To add comment on the right Прихвата се.	Transbalkan corridor has been included into the 2020 PECL list, and one more project was analysed (North CSE corridor) and was not included to the list due to poor economic indicators. Other interconnection projects described in the plan were not analysed because EMS did not candidate them.
4	Page 25: Резултатима ове анализе, приказаним како у нумеричкој, тако и у графичкој форми, потврђено је да што хитније ојачање неких од интерконективних веза у региону представља неопходан предуслов за остваривање интеграције тржишта електричне енергије.....	Please see comment on the right ЕМС је свестан ове проблематике и она ће бити размотрена у наредном Плану развоја.	Limited NTC values can be increased not by construction of the new cross-border lines only but also by different, much cheaper, actions, not mentioned in the EMS TYNDP 2021-2030.

6	<p>Page 31: Неопходно је нагласити да постоји велика неизвесност улазних параметара на основу којих се сагледава перспектива, а који зависе од великог броја чинилаца, између осталог цене енергената, промене нивоа потрошње и производње, ситуације на унутрашњем и регионалном тржишту електричне енергије</p>	<p>Please see comment on the right</p> <p>У наредним Плановима развоја размотрићемо анализу више сценарија.</p>	<p>This sentence is correct, although incomplete, but it seems it was not taken into account in the Plan because only few scenarios were analysed.</p>
7	<p>Page 31 and page 34: Правила о раду преносног система, по питању планирања развоја, прецизирају:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сврху планирања развоја - техничке критеријуме - принципе израде Плана развоја - неопходне подлоге и податке - структуру Плана развоја - садржај Плана развоја. 	<p>Please see comment on the right</p> <p>Усваја се примедба. Биће написано техноекономски критеријуми уместо технички критеријуми. У поглављу 10.10 биће објашњени техноекономски критеријуми.</p>	<p>Economic planning criteria are missing. Suggestion is to include them in the future.</p>
8	<p>Page 79</p>	<p>Please see comment on the right.</p> <p>У процесу израде ENTSO-E TYNDP, једна од обавеза ОПС је слање перспективних вредности НТС на свим границама. Перспективне вредности се рачунају на основу тренутних вредности и планираних повећања НТС након реализације пројеката појачања интерконеције. ЕМС тренутно рачуна преносне капацитете на основу утврђене методологије која узима у обзир критеријуме сигурности и стање у системима</p>	<p>Needs for the new interconnection projects should be estimated also according to assumption that existing interconnectors are going to be used more efficiently (by taking into account 70 % target from Regulation 2019/943)</p>

		суседних ОПС. Наведена регулатива није транспонована преко Енергетске Заједнице у правни промет Републике Србије, нити је уговорена са другим ТСО-овима из ENTSO-E асоцијације. У току је студија која треба да објасни шта тачно значи и како се примењује критеријум 70%.	
9	Page 82	Please see comment on the right. У наредним Плановима развоја размотрићемо анализу више сценарија.	Defined scenarios are insufficient.
10	Page 109	За сваки нови пројекат интерконеције израђује се нова билатерална студија у којој се обрађује и техно-економска анализа. Инвестиције у преносни систем нису по правилу економски исплативе те је због тога ова делатност углавном у државном власништву. Општи друштвени значај улагања који може да има за циљ развој тржишта, сигурност снабдевања, прикључење обновљивих извора и сл. не морају увек да резултују позитивним побројаним финансијским ефектима који су резултат СВА анализа.	A lot of new interconnectors without proper CBA and without benefits and costs assessed, it is not possible to estimate real need to construct them but due to their number it is highly probable that they might be oversized.